

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

**CORSO DI LAUREA IN
INGENERIA ENERGETICA MAGISTRALE**

TESI DI LAUREA

in

Sistemi energetici avanzati e cogenerazione

**CONSEGUENZE DELL'OVERGENERATION DOVUTA
A FONTI RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI
SUGLI IMPIANTI A COMBUSTIBILE FOSSILE**

CANDIDATO

Martina Marchi

RELATORE

Chiar.mo Prof. Ing. Michele Bianchi

CORRELATORI

Simonetta Tugnoli

Paolo Cagnoli

Anno Accademico 2018/19

Sessione III

ABSTRACT

Power generation systems are constantly evolving, and so is the electrical net. The most important recent happening in this evolution, is the always deeper penetration of renewable energy resources, in particular of the non-programmable ones, in the power generation system.

In the last decade, a global tendency for electricity generation has been observed, to mutate from fossil fuels toward renewable energy resources. So their role in the electrical market has become more and more important, thanks to the environmental and economic advantages they provide.

On the other hand, renewable energy resources do raise some issues. Due to their stochastic nature, the management of their rapid variability is a problem in power systems planning, that hasn't been solved yet. While conventional energy operations are planned in accomplishment with the electricity market needs, variable energy resources are not predictable because of their intermittent and stochastic character, originating from nature itself.

PVs and wind generators, the most important non-programmable green energy resources, have three main common features: variability, uncertainty, and location dependency. Their contribution to the electrical market causes a power overgeneration that destabilizes the net. So, as they benefit from dispatching priority, fossil fuel plants are forced to be switched off, while the renewable energy plants are running and to be rapidly switched on again, when there is no alternative for the net to meet the needs of users. This alternate of switching on and off causes a huge increment of pollutant emissions: these phases are the so called "Idle State Power Consumption" where (fossil) fuels are consumed but no power is generated, so what we get is additional unnecessary pollution.

The aim of this essay is to try to calculate this additional pollution generated by fossil fuel plants, due to the adjustments they are forced to do, to balance the renewable power overgeneration. The challenge of this work is to check if numbers agree with the assumption. As a global calculation is not possible, a study case approach has been chosen to confirm this claim: the combined cycle power system in the city of Piacenza.

This Master's Thesis work has been hosted by Arpae-Emilia Romagna, the regional energy observatory, thanks to which it has been possible to get the power plant data. The obtained data were aggregated with the purpose of helping Arpae in his task of monitoring all the power plant environmental performances. So they have been disaggregate and aggregate again in order to

confirm the claim. To understand better the phenomenon, the data of two different years have been processed: the first year under consideration is 2009 and the second is 2017. Eleven years ago, renewable power plants existed but provided just a negligible amount of energy; after 2009, thanks to their technology boom, their role in power generation has become more and more relevant. Every calculation has been repeated with the data of each year, so in the end it will be clear how the massive penetration of renewable energy resources in the power generation system has changed the fossil power production.

The results of the calculations show the power plant, during these eight years, produced less power, with a decrease of 35%. This happened also because it run 40% less time in 2017 than in 2009. Also the amount of time the plant had to switch the production completely off, has increased, by 353%.

The average power it generated during the run, on the contrary, is raised. In spite of this, as it had to adjust the power production many times, the pollution emission is grown. For example, the CO emissions raise, is over 3000%.

As regards the fuel consumption, the calculation shows a lower CH₄ amount needed. This is true for the global amount of kilos, but the specific values [kg/KW] prove the contrary: if in 2017 the specific fuel need has reached the percent +5000%.

It's important to underline that these data are related to a single power plant. They cannot be considered globally valid. Relying on this statement, of continuation, the reasoning will be extended.

Submitting the power the combined cycle generated in 2017 to the one it generated in 2009, the result, is the power reasonably generated by renewable power plants. This amount of MW caused the increase of pollution just explained. Again, turning these words into a specific value, we can say that every green MW caused almost one kilo more CO and half a kilo NO_x (please read the entire essay for more detailed information).

This sentence, provocative and wrong if taken out of the context, gets a meaning at the end of the reading of the whole Master's Thesis.

Indice

	<i>DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE</i>	1
1	INTRODUZIONE- Lo scenario energetico globale	1
2	L'OVERGENERATION	3
2.1	Le risorse rinnovabili non programmabili	3
2.2	Il mercato elettrico e le sue logiche	4
2.3	La Duck Curve	5
2.4	Estensione dell'esempio della <i>duck curve</i>	8
2.5	Conseguenze per gli impianti tradizionali	9
2.6	Rilevanza del fenomeno in Italia	11
3	CASE STUDY	15
3.1	La scelta di un <i>case study</i>	15
3.2	Presentazione dell'impianto in esame: un accenno di storia	16
3.3	Layout e funzionamento	19
4	ELABORAZIONE DATI	23
4.1	Periodo in esame	23
4.2	Fasi di esercizio dell'impianto	24
4.3	Confronto dei dati globali d'impianto	25
4.4	Confronto ore di funzionamento	31
4.5	Emissioni	34
4.5.1	Marcia	34
4.5.2	Transitori	36
4.6	I risultati ottenuti	42
5	CONCLUSIONI	44
5.1	Paradosso ambientale	44
5.2	Limiti normativi	45
5.3	Proposte per il futuro	46
5.4	Considerazioni conclusive	48
6	BIBLIOGRAFIA	50

Indice delle immagini

Figura 1: curva di domanda e offerta del mercato elettrico	4
Figura 2: duck curve	6
Figura 3: singolo profilo di una duck curve	7
Figura 4: sovrapposizione dell'immagine stilizzata di un anatra al profilo del carico netto	7
Figura 5: alligator curve	9
Figura 6: classifica delle regioni italiane per numerosità di impianti fotovoltaici.....	12
Figura 7: numero e taglia delle attuali installazioni eoliche in Italia	13
Figura 8: previsione dell'overgeneration in Italia	14
Figura 9: immagine aerea dell'impianto al giorno d'oggi.....	18
Figura 10: layout d'impianto	19
Figura 11: schema di funzionamento del teleriscaldamento	21
Figura 12: crescita della potenza ottenuta da risorse rinnovabili dal 2003 al 2017	23
Figura 13: andamento mensile della potenza prodotta dalla centrale nel 2009	26
Figura 14: andamento mensile della potenza prodotta dalla centrale nel 2017	27
Figura 15: MW prodotti nel 2009 e nel 2017 dal ciclo combinato a confronto.....	27
Figura 16: variazione mensile del rendimento nel 2009	28
Figura 17: variazione del rendimento nel 2017	29
Figura 18: confronto rendimenti	30
Figura 20: punti di lavoro 2009.....	30
Figura 21: punti di lavoro 2017.....	31
Figura 22: potenza del ciclo combinato a confronto 2009-2017	35
Figura 24: Emissioni di NOx [kg] in funzione delle ore trascorse dall'ultimo fermo-PZ41 2017.....	37
Figura 23: Emissioni di CO [kg] in funzione delle ore trascorse dall'ultimo fermo-PZ41 2017.....	37
Figura 25: Emissioni di NOx [kg] in funzione delle ore trascorse dall'ultimo fermo-PZ42 2017.....	38
Figura 26: Emissioni di CO [kg] in funzione delle ore trascorse dall'ultimo fermo-PZ42 2017.....	39
Figura 27: curva di avviamento TG e TV in parallelo e in sequenza	48

Indice delle tabelle

Tabella 1: confronto delle fasi di funzionamento nel 2009 e nel 2017	32
Tabella 2: emissioni assolute	34
Tabella 3: accensioni a cado e a freddo di PZ41 nel 2017	38
Tabella 4: accensioni a cado e a freddo di PZ42 nel 2017	39
Tabella 5: numero di spegnimenti a confronto	40
Tabella 6: fermi totali.....	40
Tabella 7: emissioni assolute a confronto	41
Tabella 8: confronto emissioni marcia-transitorio	41
Tabella 9: tabella riassuntiva.....	42

1 INTRODUZIONE- Lo scenario energetico globale

E' innegabile che l'energia, ed in particolare quella elettrica, sia il bene primario su cui si poggia il sostentamento della società attuale.

L'energia elettrica rappresenta il pilastro portante di un mondo sempre più energivoro, in cui la tecnologia è penetrata così a fondo da costituirne le radici. Il nostro benessere, per come lo conosciamo, non può prescindere da un uso, massiccio ed in continua crescita, di energia elettrica.

È quindi importante scoprire ed approfondire i processi energetici che portano all'approvvigionamento elettrico delle nostre case, campagne ed industrie.

Negli ultimi vent'anni siamo stati spettatori di un profondo mutamento del sistema di approvvigionamento elettrico internazionale. Soprattutto nell'Unione Europea, le decisioni politiche hanno promosso una crescente valorizzazione delle fonti rinnovabili, che, attualmente, forniscono una considerevole quota dell'energia elettrica totale che arriva alle utenze.

Questo orientamento è scaturito dalla presa di coscienza che le fonti fossili non possano più rappresentare l'unica materia prima per la produzione di energia elettrica. L'impossibilità è dovuta a due fattori: il primo, forse il più banale, è che siano risorse non rinnovabili e che quindi in un futuro, ormai prossimo, vedranno la loro fase di esaurimento. Cerchiamo di specificare meglio il significato dell'aggettivo *prossimo*: appartiene ormai all'opinione pubblica la consapevolezza che l'esaurimento del petrolio avverrà intorno all'anno 2050. "Esaurimento" significa che attorno a quell'anno, le stime più rosee, prospettano una rimanenza nei giacimenti sul pianeta di questo fuel pari al 10%.

Anche la disponibilità terrestre di carbone, considerata da sempre inesauribile in effetti, secondo il California Institute of Technology, sarà stata invece consumata per il 90% già nel 2070.

È perciò necessario sviluppare alternative tecnologiche che sfruttino quelle risorse messe a disposizione dalla natura stessa, che quindi non conoscono termine.

Il secondo fattore per cui è importante rivolgere l'attenzione dello sviluppo tecnologico verso le fonti rinnovabili, è l'inquinamento.

Per comprendere il ruolo chiave dei combustibili fossili nella generazione degli inquinanti che popolano la nostra atmosfera, e dei conseguenti cambiamenti climatici, è opportuno citare fonti autorevoli. La NASA prevede che nel corso di questo secolo le particelle di anidride carbonica si attesteranno su un valore compreso tra le 500 e le 800 ppm. Nel caso si verifichi lo scenario migliore, che quindi la concentrazione si stabilizzi intorno ai 500 ppm, la NASA pronostica un

innalzamento medio della temperatura globale di 2.5°C. Nel caso peggiore invece, pari al raggiungimento di 500 ppm di CO₂ nell'atmosfera, i gradi centigradi medi del pianeta, secondo la stima dell'agenzia governativa statunitense, arriverebbe a un valore maggiorato di 4.5 punti. Questo numero sarebbe sinonimo di condizioni di severa criticità per buona parte del nostro pianeta.

La buona notizia è che la lotta all'inquinamento globale rappresenta ormai una presa di coscienza sempre più diffusa nell'opinione pubblica. La produzione energetica da fonti rinnovabili, quali sole, vento e onde, viene percepita come l'unica soluzione futura “pulita” per soddisfare in modo virtuoso il nostro fabbisogno energetico.

È stato ora brevemente presentata una fotografia dello stato dell'arte dell'approvvigionamento energetico globale, in cui le risorse rinnovabili ricoprono un ruolo di indiscussa importanza.

In questo quadro, si proverà però di seguito ad indagare un paradosso ambientale, generato proprio dalla posizione privilegiata di cui godono le fonti rinnovabili nel mercato energetico.

2 L'OVERGENERATION

Si vuole iniziare questo elaborato facendo qualche premessa, considerazioni necessarie per comprendere il ragionamento che si vuole proporre ai lettori. Verranno definite quali risorse rinnovabili siano sotto esame e in cosa consista esattamente questa “posizione privilegiata”, di cui godono all'interno del mercato elettrico.

2.1 Le risorse rinnovabili non programmabili

Le risorse rinnovabili possono essere divise in due grandi categorie: le programmabili e non programmabili. Alla prima categoria appartengono quelle forme di energia, la cui produzione può essere modulata nel tempo secondo la volontà umana, per soddisfare il fabbisogno delle utenze. Di conseguenza appartengono alla seconda categoria, tutte le altre risorse, la cui produzione non può essere pianificata secondo necessità.

Per maggiore chiarezza si può citare un fonte energetica per ciascuna categoria: una risorsa rinnovabile programmabile è per esempio la biomassa, la cui combustione genera energia. In questo caso si tratta di un processo controllato, che quindi può essere avviato e spento in risposta al fabbisogno energetico.

Un esempio di fonte rinnovabile non programmabile invece è l'energia solare: i pannelli solari, dispositivi atti all'acquisizione e alla conversione di quest'energia, potranno lavorare soltanto se colpiti da radiazione solare. In altre parole, durante la notte, in giornate nuvolose o in zone ombreggiate essi non potranno funzionare. Il loro è quindi un apporto incostante e non programmabile (se non ad ampissimo raggio temporale ed in modo impreciso).

Un altro esempio di fonte rinnovabile non programmabile è l'energia eolica, sfruttata da pale, eoliche appunto. L'installazione di un parco eolico non garantisce, allo stesso modo, la sicurezza della soddisfazione costante del fabbisogno energetico. Questi dispositivi dipendono infatti da un fenomeno naturale incostante, il vento. Anche in questo caso è utile precisare che il macro-comportamento di questo tipo di risorsa sia noto: si conoscono le zone in cui il vento è più facilmente sfruttabile e i periodi dell'anno in cui si genererà energia con maggiore profitto. Il problema è nuovamente che l'uomo non può nulla nell'influenzarla.

La categoria delle risorse rinnovabili non programmabili vanta nel complesso tre fonti: essendo già state citate le prime due, per completezza verrà allora presentata anche la terza, ed ultima.

Si tratta dell'energia posseduta da un corso d'acqua, sfruttabile da un impianto idroelettrico. Quest'ultimo prende il nome di impianto idroelettrici "ad acqua fluente", perché si avvale della potenza naturalmente messa a disposizione da un corso d'acqua posto su due livelli differenti. Il funzionamento di questi impianti è quindi legato a doppio filo al corso d'acqua scelto, alla sua portata e al dislivello tra i due bacini.

2.2 Il mercato elettrico e le sue logiche

Sono state ora presentate le risorse energetiche rinnovabili, nelle loro differenze di nomenclatura e di genere. In questo capitolo si vuole approfondire il loro ruolo nel mercato energetico; questo aspetto è il perno su cui verrà sviluppato il ragionamento che si vuole proporre.

Si cominci definendo il *dispacciamento*: il dispacciamento è l'attività che consiste nell'impartire disposizioni appunto, necessarie a garantire l'esercizio coordinato degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari. Questa complessa attività di coordinamento è fondamentale per permettere il dialogo tra i molti player del mercato elettrico, le cui possibili dinamiche di interazione sono ancora più numerose.

Si osservi il grafico sottostante per comprendere le affermazioni che seguiranno, dove sull'asse delle ascisse si legge la potenza, mentre su quello delle ordinate il prezzo.

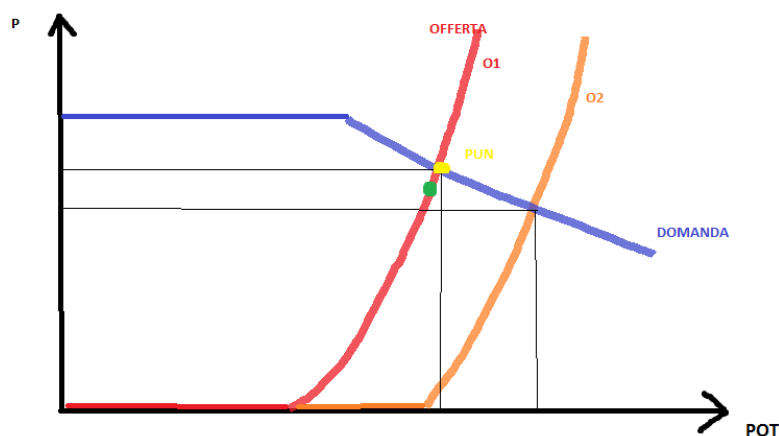


Figura 1: curva di domanda e offerta del mercato elettrico

Le due curve, contrassegnate da colori diversi, indicano l'andamento della domanda e dell'offerta del mercato elettrico. Il punto di equilibrio, il loro punto di incontro cioè, definisce il così detto PUN, prezzo unitario. I produttori che si trovano al di sotto del PUN, indipendentemente da quale fosse stata la loro offerta (minore) venderanno energia alla rete al prezzo unico. Da chi, al contrario,

si trova sopra al punto di intersezione delle curve, non verrà comprata l'energia. Quest'ultimi impianti sono quindi costretti a regolare la propria produzione per poter diminuire il prezzo d'offerta fino a raggiungere il PUN.

Si noti il tratto orizzontale della curva d'offerta: esso è costituito proprio dalle fonti rinnovabili. Essendo il loro tratto di curva una retta coincidente all'asse delle ascisse, quest'ultime si troveranno sempre al di sotto del prezzo unitario, per qualunque valore esso assuma. Questo ragionamento tratto dal grafico, può essere tradotto dal punto di vista economico-legislativo nella così detta *priorità di dispacciamento*. In sostanza gli impianti eolici e fotovoltaici venderanno sempre l'energia che producono, facendo un'offerta a costo zero, cioè senza partecipare in effetti al mercato elettrico.

Ora, se i player delle rinnovabili aumentano, la potenza *green* prodotta è aumentata e così il punto in cui la curva dell'offerta comincia la sua fase crescente, trasla verso destra. La conseguenza di questa traslazione è che il punto di equilibrio si sposti verso valori delle ascisse inferiori.

Si ipotizzi ora, in uno scenario semplicistico, di trovarsi nelle ore centrali di una bella giornata estiva, soleggiata, in cui quindi i pannelli fotovoltaici incrementano sempre più la potenza prodotta, fino al loro massimo. La curva dell'offerta, come spiegato, trasla verso destra e il PUN scende (O2). Il produttore indicato nel grafico da un punto di colore verde, che prima stava vendendo alla rete la propria produzione, si va a trovare ora al di sopra del punto di equilibrio ed è costretto a regolare. Deve cioè diminuire la potenza generata per inseguire il movimento del PUN. Inoltre, quella stessa energia, gli viene ora corrisposta ad una cifra inferiore.

Le conseguenze per chi possiede un impianto a fonte fossile, costretto a regolarlo, sono quindi duplici: da un lato il danno economico, dovuto alla discesa del prezzo e dall'altro quello ambientale, in conseguenza alle peggiori prestazioni -e quindi emissioni- dell'impianto. Nel capitolo "Elaborazione dati" si cercherà di provare numericamente queste affermazioni.

2.3 La Duck Curve

Avendo chiaro il ruolo privilegiato di cui godono gli impianti che producono energia da risorse rinnovabili, si procede con l'analisi delle conseguenze che questo crea in rapporto agli impianti a fonte fossile.

Si cominci con il definire il termine *carico*: esso indica la quantità di energia richiesta per soddisfare il fabbisogno di tutte le utenze. La rete, per poter fornire questa energia, riceve contributi provenienti da ogni tipo di risorsa: programmabile e non, rinnovabile e tradizionale.

Tipicamente il valore del carico viene graficato, per specifica area geografica, in funzione del tempo. Questo perché si tratta di un valore mutevole al passare delle ore del giorno, quindi l'arco di tempo normalmente in esame è quello di una giornata solare.

Un esempio di questo tipo di curva è la così detta “Duck Curve”, una curva proveniente dalla California, che risale a cinque anni fa e che ha avuto un eco sempre crescente nella comunità scientifica. L'autore di questa curva dal nome bizzarro, è il CAISO, “California Independent System Operator”, un ente senza scopo di lucro che supervisiona il funzionamento del sistema e del mercato elettrico californiano.

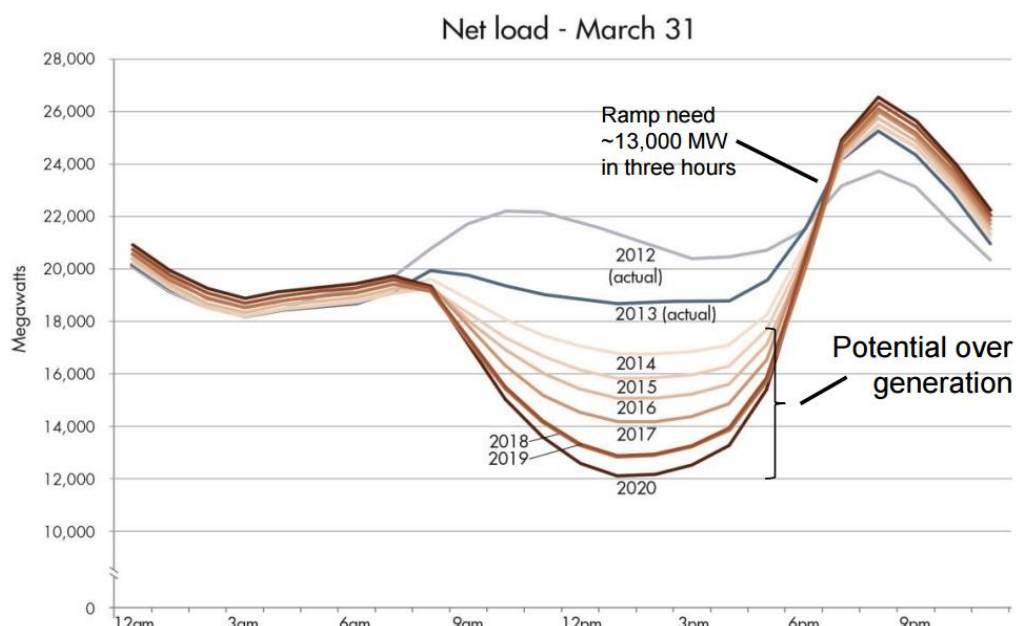


Figura 2: duck curve
Fonte: www.stanford.edu

In questo piano cartesiano si osserva l'andamento della variazione del carico netto, al procedere delle ore in una tipica giornata primaverile in California, in particolare il 31 Marzo. La variazione di colore differenzia, secondo legenda, i sei anni presi in esame.

È importante sottolineare che però non si tratta del carico totale, bensì di quello netto. Con il termine *carico netto*, viene indicata quella quota parte energia che le risorse rinnovabili non sono in grado di fornire alle utenze, per saturare la domanda. In altre parole questi sono i MW che dovranno essere ottenuti da impianti a combustibili tradizionali.

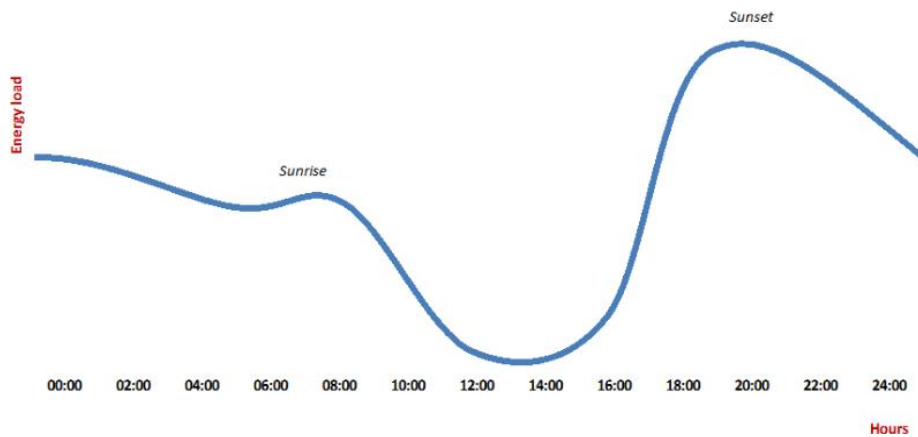


Figura 3: singolo profilo di una duck curve
Fonte: www.capgemini.com

Ma perché è stato attribuito un nome così bizzarro ad una variazione di energia? Per rispondere a questa domanda può essere d'aiuto considerare una sola curva ed in particolare notarne i picchi e le pance in corrispondenza delle ore del giorno. Isolando una linea è immediato riconoscere il profilo stilizzato di un'anatra, *duck* appunto, con la testa che punta verso destra ed il corpo che si estende verso sinistra.

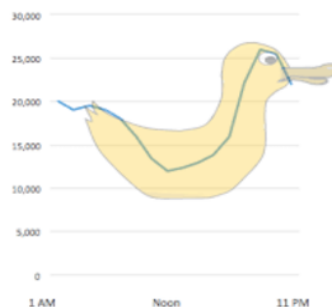


Figura 4: sovrapposizione dell'immagine stilizzata di un'anatra al profilo del carico netto
Fonte: www.energycentral.com

Per un'analisi più accurata, si osservi la curva di Figura 3, partendo con ordine da sinistra: in corrispondenza della mezzanotte, si incontra un valore medio, tra i picchi. Come ci si può aspettare i MW vanno poi via via calando fino alle ore 6, quando la vita tipicamente riprende. Così il valore energetico cresce per circa due ore, fino alle 8. Nelle sei ore successive al contrario si osserva un drastico calo, dove viene toccato il valore minimo, tra le 12 e le 14. Superate le ore 16 il profilo del carico subisce un repentino rialzo, che trova il suo massimo tra le ore 18 e le ore 20, per poi scendere dolcemente fino alla mezzanotte.

Si sono così percorse le 24 ore dalle 00:00 alle 24:00.

Ma come si spiegano questi i picchi negativi e positivi? Sempre osservando quest'ultimo grafico si può notare che la prepotente discesa e risalita del carico, rispettivamente cominciano e terminano in corrispondenza dell'alba e del tramonto. È quindi lampante il legame tra il carico netto e l'energia solare: nel lasso di ore comprese tra le ore 8 e 14 circa, la rete si sta infatti rifornendo sempre di più da impianti fotovoltaici, abbassando di conseguenza il carico netto richiesto.

Osservando nuovamente la prima *duck curve*, contenente il paragone tra l'evoluzione del carico netto al passare degli anni, si vede chiaramente come dal 2011 al 2020 aumenti moltissimo il dislivello tra il punto minimo e massimo. Questo slittamento si spiega con la crescente diffusione dei grandi impianti fotovoltaici in California, stato che intende d'altronde arrivare al 50% di energia proveniente da fotovoltaico nel vicino 2030.

2.4 Estensione dell'esempio della *duck curve*

È stata così chiarita la relazione di causa-effetto tra l'immissione in rete di energia generata da fonte solare e la variazione del carico netto in California. Partendo da questo caso specifico, si vuole spiegare in questo capitolo la liceità di estendere il ragionamento a qualunque confine territoriale (per arrivare poi all'analisi del nostro Paese).

Quindi si può pensare che lo stesso ragionamento valga anche al di fuori dei confini dello stato americano? Certo che sì: da un lato il funzionamento del mercato energetico è lo stesso in ogni parte del mondo e dall'altro l'accumulo di energia da parte di sistemi fotovoltaici potrà avvenire sempre e solo durante le ore diurne di luce. È quindi conseguenziale che la forma della curva che indica la variazione del carico netto mantenga lo stesso profilo qualunque sia la limitazione geografica scelta.

D'altro canto si può estendere il ragionamento della *duck curve* anche alle altre fonti rinnovabili non programmabili. Come spiegato nel paragrafo ad esse dedicato, queste risorse energetiche hanno in comune, come dice il nome stesso, la non programmabilità secondo le esigenze dell'utenza. La loro sfruttabilità da parte dell'uomo è legata alla presenza delle stesse, in quanto fenomeni non costanti o spesso presenti ma in quantità non utilizzabili.

Un altro scenario ancora, diverso ma possibile, sarebbe che il contributo principale dato dalle risorse rinnovabili non programmabili fosse quello eolico ad esempio. Si otterrebbe così un profilo di carico netto diverso da quello della *duck curve* californiana, con picchi disposti in ordine diverso,

ma sempre caratterizzato da fasi ascendenti e discendenti rispettivamente in caso di assenza o presenza del fenomeno naturale in esame.

Quest'ultimo scenario immaginato è diventato realtà nel 2017 grazie agli studi del *MISO*, "Midcontinent Independent System Operator", un ente americano transnazionale che si occupa dell'osservazione e del monitoraggio dei sistemi ad alta tensione per molti stati degli USA. Nella zona centro-orientale, sorvegliata dal MISO, la produzione eolica installata ha superato i 23000 MW.

Di riflesso alla *duck curve*, anche a questo profilo energetico è stato assegnato il nome di un animale: "alligator curve".

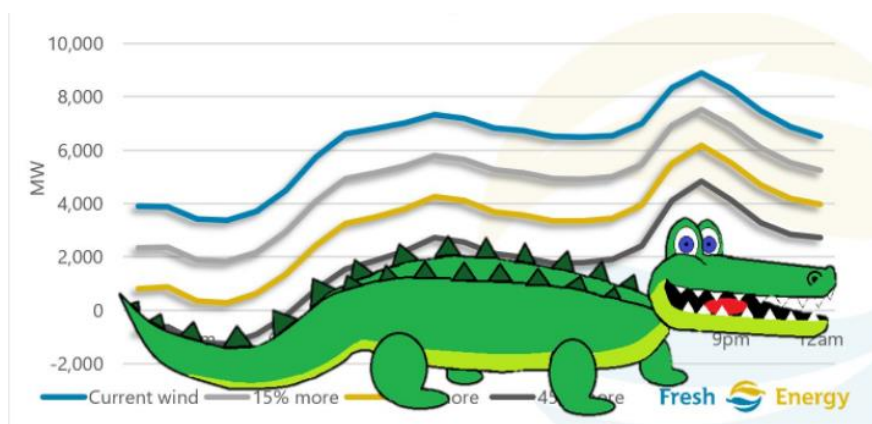


Figura 5: alligator curve
Fonte: www.greentechmedia.com

Questi profili paralleli rappresentano la variazione del carico netto verificatasi il 24 Ottobre 2017, e per quattro altri diversi apporti percentuali dell'energia eolica.

C'è da precisare che mantenendo l'arco temporale alle 24 ore di una giornata, la variazione di apporto energetico data dal vento, magari in un periodo tipicamente ventoso dell'anno, sarà sempre inferiore a quella data dal sole, che al contrario sorge e tramonta ogni giorno.

2.5 Conseguenze per gli impianti tradizionali

Sono stati presentati ora due grafici, la *duck* e la *alligator curve*, diversi per fonte rinnovabile in considerazione ma con lo stesso scopo: mostrare la variazione della potenza che deve provenire da fonti fossili per soddisfare il fabbisogno energetico.

Ma che conseguenze ha una richiesta di produzione così rapidamente mutevole per gli impianti tradizionali?

Si riconsideri per un attimo di nuovo la *duck curve*, in particolare la curva prevista per l'anno 2020. Dalle ore 8 alle ore 13 il carico netto diminuisce di circa 8000 MW: questa diminuzione, come spiegato in precedenza, è da attribuirsi alla fase ascendente del sole, la cui potenza è quindi anche proporzionalmente in aumento. Ora, questa potenza, essendo prodotta da una fonte rinnovabile gode della priorità di dispacciamento e quindi entrerà sicuramente in rete. Perciò fino alle ore 13 circa la rete riceve una quantità di MW crescente, che viene dispacciata “obbligatoriamente” diciamo.

Poi dalle ore 14 alle ore 19 circa, il carico netto subisce un'impennata pari a circa 15000 GW. Infatti la potenza fornita dagli impianti fotovoltaici in queste tre ore passa da 12 GW a 27 GW. Allo stesso modo, al contrario, questo rialzo è da attribuirsi alla fase discendente del sole, la cui potenza è quindi anche proporzionalmente in diminuzione e perciò anche quella dei sistemi fotovoltaici.

Per assicurare questi 15 GW aggiuntivi alle utenze quindi bisogna chiedere potenza agli impianti tradizionali. Questi sono improvvisamente costretti ad incrementare il loro funzionamento, avendo a disposizione quattro ore.

Questo scenario corrisponderebbe per esempio all'accensione di 600 gruppi turbogas da 250 MW. Vengono citati per primi i semplici sistemi turbogas perché, avendo un tempo così ristretto a disposizione, sono i più rapidi da portare a regime. Questo scenario presuppone altresì che questi 60 produttori abbiano acquistato un sistema energetico per tenerlo in funzione un sesto del tempo. È proprio questa la prima conseguenza dell'*overgeneration* sugli impianti a fonte fossile: quest'ultimi rimangono inattivi per tempi lunghissimi generando un gravissimo ammanco economico a chi li possiede.

Si potrebbe pensare altrimenti di considerare impianti di taglia maggiore. Così il numero di produttori calerebbe di alcune decine, ma contemporaneamente i tempi di accensione lieviterebbero. I tempi necessari per portare al 100% della potenza nominale la produzione, aumentano con l'aumentare della potenza nominale stessa della centrale e dipendono dalla natura dell'impianto: nel caso di impianti nucleari si tratta persino di giorni.

Si percepisce sempre di più la difficoltà di soddisfare la domanda da parte degli impianti fossili.

Le fasi di accensione e spegnimento inoltre, portano a loro volta con sé un altro grande problema: le emissioni. Questi momenti sono infatti definiti come di “consumo inattivo”, dove cioè viene

consumato carburante ma la produzione di potenza è nulla. Allo stesso tempo però l'emissione di inquinanti non si arresta. Si verifica quindi la situazione peggiore dal punto di vista economico e ambientale.

D'altro canto la rete è costretta a far spegnere gli impianti a fonte fossili, altrimenti la sovrapproduzione sarebbe tale da portare a gravi conseguenze per le utenze e contemporaneamente l'energia in eccesso andrebbe "persa".

2.6 Rilevanza del fenomeno in Italia

Concentriamo ora l'attenzione sul territorio nostrano, per dare un peso all'overgeneration in Italia. Per farlo, si comincia con l'attestare l'importanza del contributo energetico dato dalle risorse rinnovabili all'approvvigionamento nazionale.

Nel Novembre 2017 è stata firmata dagli ex-ministri Calenda e Galletti la Strategia Energetica Nazionale, che consiste in un piano in cui vengono fissati gli obiettivi per il sistema energetico nazionale da conseguire entro dieci anni. Essi possono essere riassunti in tre punti chiave: ridurre il gap del costo dell'energia rispetto all'Europa, raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti nella conferenza COP21 di Parigi e Continuare a rafforzare l'indipendenza energetica.

Per il raggiungimento di questi scopi è stato deciso di aumentare gli investimenti sull'energia derivante da impianti rinnovabili, che supereranno così l'80% dei fondi dedicati a questo settore.

Proprio le fonti rinnovabili non programmabili, cioè il fotovoltaico e il solare termico, guidano la crescita delle *green energies* in Italia con 410 MW di potenza installata lo scorso anno.

Per il fotovoltaico, dopo alcuni anni di flessione, oggi sembra esserci nuovamente una fase di crescita, soprattutto grazie alle moltissime installazioni di impianti domestici di piccola taglia, cioè sotto i 20 kW. E se la potenza di ogni singolo sito sembra bassa, basti pensare che essi rappresentano il 51% di tutta la produzione nazionale e sono globalmente il frutto di un investimento pari a 400 milioni di euro. La regione del nostro Paese a detenere il primato in termini di numerosità degli impianti fotovoltaici, è la Lombardia, seguita al secondo posto dal Veneto. In termini di potenza degli impianti invece, al primo posto si trova la Puglia che vanta un parco da 2.600 MW installati.

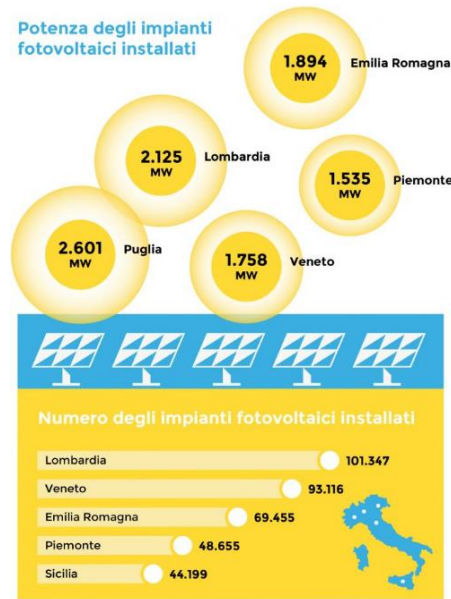


Figura 6: classifica delle regioni italiane per numerosità di impianti fotovoltaici
Fonte: www.anteritalia.org

Si prosegue ora con l'analisi della seconda fonte rinnovabile non programmabile: l'eolico.

Questa tipologia di impianti forniscono una percentuale di tutta la produzione da fonti rinnovabili pari al 18%. La diffusione degli impianti eolici è differente da quelli fotovoltaici: si tratta di impianti di grande taglia, raggruppati in “parchi” e concentrati nelle regioni meridionali e sulle Isole. Quest'ultima caratteristica è dovuta alla spiccata ventosità di questi territori, che ne garantisce il lungo funzionamento.

Parlando poi della potenza generata dai parchi fotovoltaici in Italia va detto che negli ultimi cinque anni essa è cresciuta di meno del 10% l'anno. Questo è dovuto al fatto nel nostro Paese siano presenti solo siti on-shore. Infatti il grande distacco che separa la produzione eolica tedesca o inglese da quella italiana è dovuta al grande apporto positivo dato da tutti gli impianti off-shore.

È però vero allo stesso tempo che grazie agli incentivi per gli impianti sotto i 60 kW il così detto “mini eolico”, ha appena avuto un notevole boom, arrivando a rappresentare il 31% di tutti i Watt prodotti sfruttando la potenza del vento.

Un altro dato sorprendente rispetto al mini eolico è sicuramente che il 99% delle installazioni effettuate nel 2017 era proprio questa tipologia di impianto. Essa, pur essendo poco potente, è però funzionale a soddisfare i bisogni energetici di piccole realtà produttive o realtà domestiche di autoconsumo.

Numero e potenza
degli impianti eolici installati

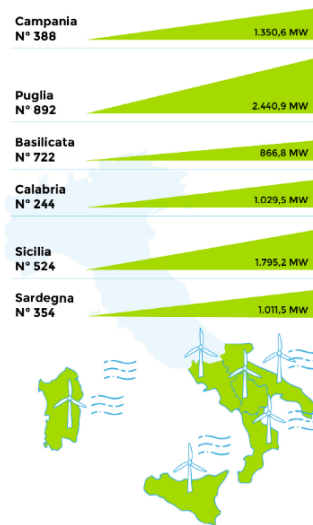


Figura 7: numero e taglia delle attuali installazioni eoliche in Italia
Fonte: www.anteritalia.org

La Strategia Energetica Nazionale ha definito molto chiaramente la strada che si dovrà intraprendere nel campo dell'eolico: si tratta di una politica di efficientamento e potenziamento di impianti già esistenti con lo scopo di ottimizzare la produzione ed evitare sprechi e malfunzionamenti. Questo progetto di ristrutturazione e riattivazione dei parchi già esistenti, porterà ad un aumento del 15% della produzione di energia elettrica a parità di potenza.

Si cita infine l'ultima risorsa energetica rinnovabile non programmabile: i sistemi idroelettrici ad acqua fluente. Essi sono di poca rilevanza all'interno del contesto nazionale. Innanzitutto perché presenti solo nelle regioni ad altitudine maggiore e più piovose d'Italia, cioè le Alpi. Già in Appennino, le valli sono state trasformate in bacini artificiali, a partire dagli anni 50', che quindi non possono più essere considerati fonti non programmabili.

In generale questo settore è stato caratterizzato dalla costruzione di grandi impianti fino agli inizi degli anni 2000 e poi più nulla. Va detto che ancora nel 2018, alvei e dighe contribuiscono a circa il 40% della produzione di energia elettrica pulita in Italia, ma per i costi di progettazione e realizzazione, nuovi grandi impianti idroelettrici non risultano competitivi.

È quindi chiaro che le risorse rinnovabili non programmabili in Italia daranno un contributo sempre crescente all'approvvigionamento energetico delle nostre utenze. Anche qui ci si scontrerà allora con una overgeneration sempre più massiccia.

A disegnare il quadro di sviluppo di questo problema nei prossimi anni in Italia, ci ha pensato Terna, tracciando il profilo del contributo delle risorse rinnovabili fino all'anno 2030.

In questi grafici viene illustrata con una linea continua scura, il profilo della domanda e con segno tratteggiato più chiaro, quello dell'apporto delle rinnovabili; per differenza la linea chiara continua mostra la variazione del carico richiesto agli impianti tradizionali. Con il passare degli anni gli impianti rinnovabili cresceranno per numero e con loro la potenza totale che metteranno a disposizione della rete.

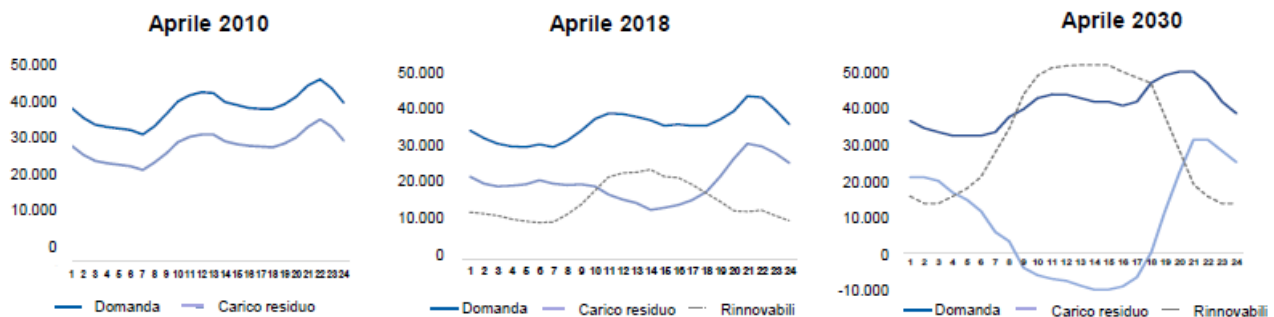


Figura 8: previsione dell'overgeneration in Italia
Fonte: Terna

La sfida posta dall'ingresso di nuove fonti pulite nel sistema elettrico allora è duplice: da un lato, gestire i periodi di sovraccapacità produttiva rispetto alla domanda effettiva. Dall'altro, evitare di perdere una parte dell'energia generata quando la rete non è in grado di assorbirla.

3 CASE STUDY

Avendo chiara la presenza di una forte overgeneration data da fonti rinnovabili non programmabili anche nel nostro Paese, si vuole cercare in questo elaborato di quantificarne gli effetti ambientali, cioè dal punto di vista delle emissioni. Avendo esposto finora un ragionamento riguardante il rapporto nel mercato tra fonti rinnovabili non programmabili e fonti fossili, si vedrà se i numeri ottenuti da un impianto funzionante possono confermare (o meno) il punto di vista.

3.1 La scelta di un *case study*

Come detto precedentemente, si sta trattando di emissioni attribuibili alle risorse rinnovabili non programmabili in modo indiretto, cioè generate dagli impianti a fonte fossile ma in conseguenza al ruolo che il fotovoltaico e l'eolico hanno nel mercato elettrico.

Si è fatta la scelta di non eseguire una stima degli inquinanti globalmente emessi su territorio nazionale; al contrario, spinti del desiderio di eseguire calcoli puntuali e specifici, si è scelto di concentrarsi su un singolo impianto. A questo riguardo, è importante precisare che i risultati che verranno presentati non rappresentano un risultato “generalmente” valido, bensì di una metodologia di lavoro. Non sono cioè estendibili ad ogni impianto, non rappresentano una verità assoluta. Questo perché le variabili che si modificano da impianto ad impianto sono infinite.

Non sarebbe proprio possibile ottenere dei numeri validi per qualunque impianto, anche perché le logiche di interazione dei produttori con la rete sono molto complesse. Un esempio tra tanti possono essere i contratti bilaterali, che permettono ai produttori di bypassare in qualche modo il mercato elettrico: sono contratti di fornitura di energia elettrica tra un produttore ed un cliente, che vengono conclusi al di fuori della borsa elettrica. Molti impianti ne fanno uso, altri no e qualunque centrale si scelga di analizzare, non è dato sapere se abbia stipulato questo tipo di accordo o meno o se sia ricorsa ad altre forme di contratto ancora.

Inoltre impianti di diversa taglia o che bruciano un diverso combustibile avrebbero ordini di grandezza di ogni variabile completamente diversi.

In generale è importante specificare ai lettori che in questo elaborato si ha operato in assenza di informazioni di varia natura riguardanti l'impianto. Ogni numero relativo all'impianto rappresenta un'informazione importantissima per l'impianto stesso, che viene quindi ben custodita al suo interno. Questo vale per qualunque dato o informazione di qualunque natura: dall'emissione oraria di un singolo componente alla quantità di metano complessivamente comprata.

Ripetendo quanto già detto, ciò che segue è un'analisi dei dati a disposizione, per vedere se possono dare un supporto numerico al ragionamento finora esposto. Si tratta cioè di un metodo di elaborazione dei dati, quindi replicabile su un secondo impianto, ma non di una verità assoluta.

Questo lavoro di Tesi Magistrale è stato possibile infatti perché svolto fuori dalle mura universitarie, all'interno di Arpae-Emilia Romagna.

Arpae ha giocato un ruolo chiave nella stesura di questo elaborato, permettendo l'accesso ai dati d'impianto necessari ai calcoli. Arpae svolge un fondamentale compito di controllo sulle emissioni degli impianti del territorio regionale, verificando che essi rispettino i limiti di legge.

La scelta del case study è ricaduta così su un impianto del territorio Emiliano-Romagnolo, in particolare sulla Centrale Termoelettrica di Piacenza. Di questa centrale verranno presentate nell'elaborato tutte le caratteristiche e le prestazioni ma non ne verrà mai nominata la proprietà.

3.2 Presentazione dell'impianto in esame: un accenno di storia

In questo capitolo si presenterà la Centrale Termoelettrica di Piacenza, nella sua storia, nei suoi componenti e nelle sue prestazioni. Chiarirne le dinamiche di funzionamento rappresenta un primo passaggio fondamentale per poter procedere con lo studio delle sue prestazioni.

Si cominci con l'inquadramento storico e geografico della centrale dai suoi albori.

L'area industriale in cui è attualmente insediata la Centrale termoelettrica di Piacenza è da quasi 90 anni sede di produzione di energia elettrica.

Il primo insediamento fu realizzato tra gli anni 1925-1928, in cui venne edificato un impianto costituito da quattro unità di produzione di energia elettrica. Queste funzionarono fino all'inizio del periodo bellico (1940-1941) e nel periodo post bellico (1945-1948), poi furono dismesse per poter eseguire una radicale ristrutturazione e potenziamento del sito.

Le quattro unità esistenti furono sostituite con due da 70MW l'una, fornite a fronte del piano di ristrutturazione post bellico. Tali nuove unità erano alimentate ad olio combustibile o carbone e vennero denominate "sezioni termoelettriche PZ1 e PZ2".

La produzione è proseguita ininterrottamente fino al 1982 fino alla dismissione dell'impianto nel dicembre del 1985.

Nel frattempo, nel periodo 1963-1967, vennero realizzate due sezioni termoelettriche denominate "PZ3" e "PZ4", della potenza di 330 MW cadauna, come opera di potenziamento.

Nel 2001 viene autorizzata la trasformazione in ciclo combinato di PZ4, mediante l'installazione di due turbine a gas da 250 MW l'una in cui i gas di scarico, prima di essere inviati al camino, attraversano due caldaie a recupero. In esse i gas cedono calore per produrre vapore che alimenta la turbina appartenente alla ex sezione PZ4 da 300 MW. In questo modo si è passato da una potenza complessiva di oltre 600 MW a oltre 800. Le motivazioni del cambio di assetto produttivo sono riconducibili all'elevato rendimento delle turbine a gas e alla riduzione dell'impatto ambientale.

Nell'agosto dell'anno successivo iniziarono i lavori di trasformazione che hanno portato al fermo di PZ4 a gennaio 2005 perché interessato dalla ristrutturazione. Alle fermate sono poi seguite le demolizioni delle parti di impianto e delle strutture non più utilizzate, quali il deposito dell'olio combustibile, le due ciminiere e le vecchie caldaie

Con il documento Via 2006 è stata poi autorizzata la costruzione di un sistema di post-combustione da impiegare per massimo di 2000 ore l'anno finalizzato all'integrazione dell'energia termica prodotta dalla CTEP nella rete in sviluppo di teleriscaldamento della città.

Nello stesso anno si è passati dall'alimentazione ad olio combustibile a quella a gas.

Nell'ottobre 2008 è entrato in servizio l'impianto di teleriscaldamento della città di Piacenza; la centrale fornisce il calore proveniente da uno spillamento alla turbina a vapore per circa 20 MW termici l'anno.

Nel 2009 sono state eseguite le prove di funzionamento del sistema di post combustione, con esito positivo. Con il Decreto 55 dello stesso anno il Ministero dello Sviluppo Economico ha autorizzato l'uso della Post combustione slegato dall'immissione nel sistema TLR della città nei mesi da aprile a settembre.



Figura 9: immagine aerea dell'impianto al giorno d'oggi
Fonte: www.emasclub.it

Ubicazione dell'impianto

La CTE è ubicata nel Comune di Piacenza, a circa 1 KM a Nord-Est del centro cittadino.

Il sito confina:

- a nord con la sponda destra del fiume Po (confine regionale Emilia Romagna-Lombardia)
- a sud ovest con la linea ferroviaria della stazione di Piacenza
- ad est con l'area industriale cittadina
- è attraversato da l viadotto sopraelevato dell'Autostrada A21

Elementi:

L'impianto della centrale di Piacenza è costituito da:

- Due turbogas da 250 MW l'uno
- Due generatori di vapore a recupero, dotati di camini per lo scarico dei gas
- Una turbina a vapore
- Un condensatore di vapore
- Tre alimentatori
- Tre trasformatori

3.3 Layout e funzionamento

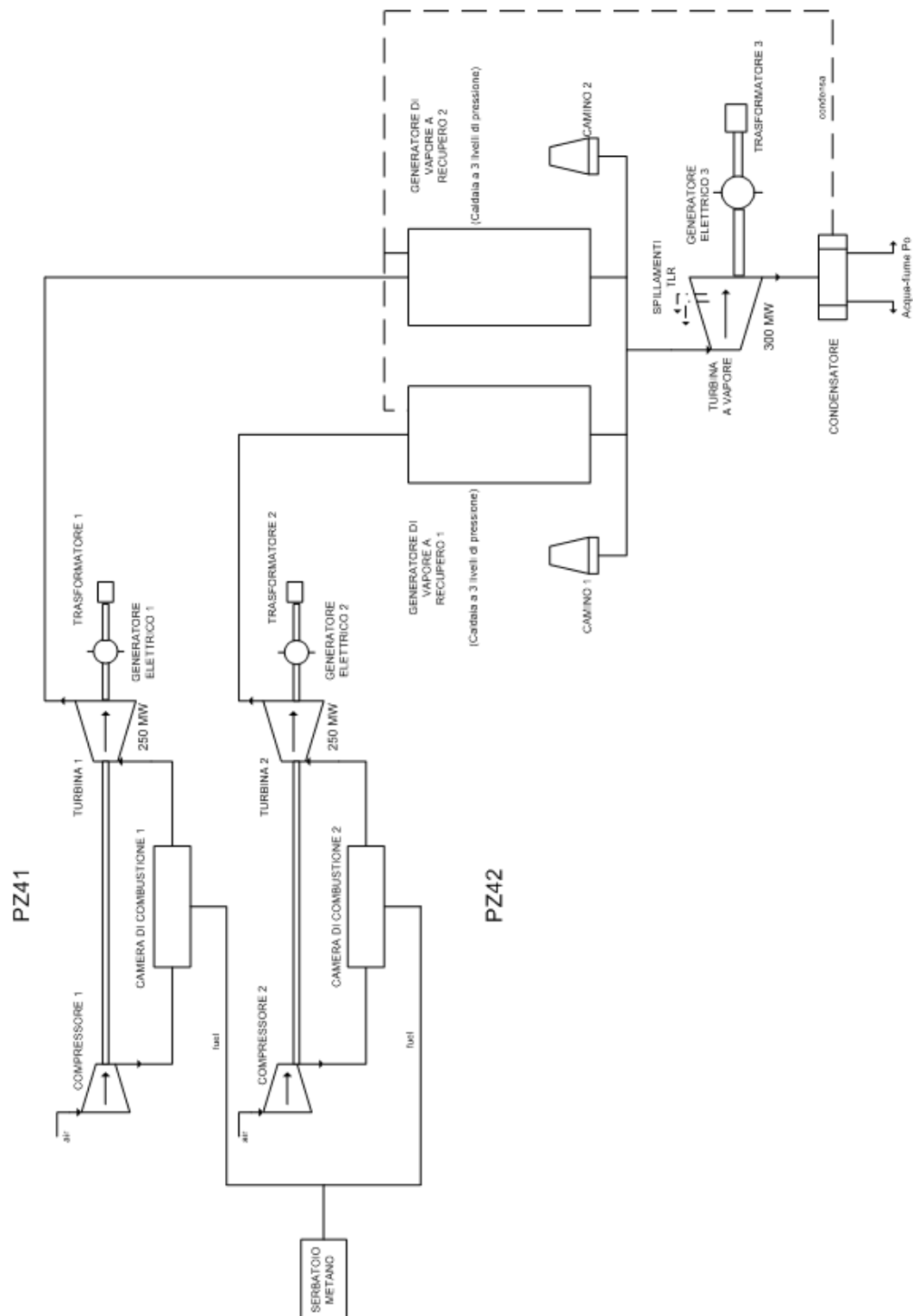


Figura 10: layout d'impianto

Il funzionamento della centrale è garantito da due gruppi turbogas e una turbina a vapore.

I fumi di combustione in uscita dai turbogas vengono inviati a due generatori di vapore, che convogliano il vapore generato in una turbina a vapore.

Analizziamo nel dettaglio questi componenti e la loro interazione¹.

L'aria che passa attraverso i filtri di aspirazione dei turbogas viene compressa e miscelata con il gas naturale immesso in camera di combustione, in cui sono presenti 24 bruciatori. I gas ad alta pressione e temperatura prodotti della combustione, provocano la rotazione del turbocompressore.

Dalla parte opposta dello scarico dei gas si trova l'alternatore, calettato sullo stesso albero del turbocompressore: in questo modo viene trascinato in rotazione, trasformando l'energia meccanica trasmessagli in elettrica alla tensione di 20kV. I due turbogas operano con un rendimento del 56% l'uno.

L'energia elettrica raggiunge poi un trasformatore che innalza la tensione a 380 kW ed infine raggiunge la stazione elettrica, attraverso cavi interrati, per essere immessa nella rete elettrica nazionale.

Tornando ai gas di scarico della combustione, essi attraversano poi il generatore di vapore, dove cedono calore all'acqua in essi contenuta. Si tratta di acqua demineralizzata ottenuta attingendo dal fiume Po, tramite due pozzi interni al sito.

I fumi in uscita dal generatore di vapore vengono scaricati in atmosfera attraverso un camino alto 90 metri (in tutto 2).

Il vapore generato viene inviato ad un'unica turbina a vapore da 300 MW che trascina in rotazione un terzo alternatore. Anche quest'ultimo genera, come i due precedenti, energia alla tensione di 20 kV, elevata poi dal trasformatore a 380 kW. Infine l'energia viene trasportata da cavi sotterranei alla stazione elettrica e da qui immessa nella rete elettrica nazionale.

Il vapore in uscita dalla turbina invece prosegue il percorso verso un condensatore. La sorgente fredda del condensatore viene assicurata dall'acqua di raffreddamento appositamente prelevata dal fiume Po e successivamente restituita al fiume stesso (ciclo aperto).

Il vapore così viene riportato alla fase liquida e rinviato al generatore di vapore a recupero per compiere un nuovo ciclo

¹ N.B. Per brevità i due gruppi turbogas si possono trovare indicati con le sigle PZ41 e PZ42, rifacendosi alle lettere storicamente usate alla nascita dell'impianto.

Teleriscaldamento

La centrale oltre a produrre energia elettrica, fornisce anche energia termica alla stazione di teleriscaldamento della città di Piacenza. Ma come viene generato il calore necessario ad innalzare la temperatura dell'acqua? La centrale termoelettrica che utilizza parte del vapore presente nella turbina attraverso uno spillamento. Nell'eventualità che la centrale non possa erogare tutto il calore necessario, a causa di manutenzioni o spegnimenti, la fornitura viene integrata da una caldaia ausiliaria (approfondite nel paragrafo successivo).

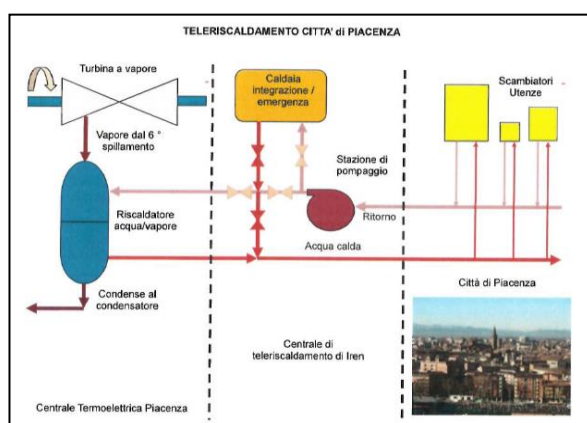


Figura 11: schema di funzionamento del teleriscaldamento

Fonte: Emas 2009

Gruppi ausiliari

Vi è inoltre una caldaia ausiliaria e gruppi diesel per la produzione di energia elettrica di emergenza.

La caldaia ausiliaria è alimentata a gas metano e utilizzata per:

- Avviare o fermare le turbine degli impianti TG1 e TG2 nel momento di partenza o di fermata dell'impianto
- Produrre il vapore che viene utilizzato per riscaldare il metano prima dell'ingresso in Tg1 e TG2
- Avviare la turbina a vapore

La centrale termica ausiliaria è dotata di un camino.

Post riscaldamento

Ognuno dei due generatori di vapore è dotato di un sistema di post combustione, installato e pronto a funzionare: il loro esercizio consentirebbe un incremento della potenza di picco dell'impianto (da

circa 790 a circa 7850 MW elettrici), ma tali impianti non possono essere eserciti in assenza della rete di teleriscaldamento, in base alle autorizzazioni esistenti.

Assetto di post-combustione

L'esercizio della centrale in assetto di post combustione è consentito dall'installazione di post-bruciatori a metano sui generatori di vapore a recupero. Tali bruciatori sono in grado di generare una potenza termica aggiuntiva senza apporto di ulteriore aria comburente, in quanto la combustione avviene grazie all'eccesso di ossigeno (12-13%) presente nei gas di scarico del turbogas.

L'esercizio dei postcombustori consente un incremento della potenza di picco dell'impianto, da circa 790 a circa 850 MW elettrici.

Capacità produttiva

La potenza elettrica totale attesa è di 776 MW, come indicato nel decreto autorizzativo, mentre la potenza elettrica effettiva misurata è di 792,2 MW: l'incremento è dovuto ad un miglior rendimento elettrico dell'impianto una volta costruito, rispetto all'atteso. Come detto poi, in assetto di post combustione, la potenza elettrica raggiunge gli 850 MW.

Combustibili usati:

- Il combustibile che viene utilizzato è il gas metano, con un approvvigionamento massimo consentito di circa 1.200.000.000 Sm³ l'anno
- Un altro combustibile che l'impianto è annualmente costretto a comprare per utilizzi secondari è il gasolio, che verrà utilizzato per i motori diesel di emergenza, per le motopompe anti incendio e la caldaia per il riscaldamento civile. In totale si parla di circa 50 tonnellate l'anno.

Consumi di risorse idriche:

- circa 312 milioni di m³ l'anno prelevati dal Po (l'acqua del fiume non subisce trattamenti)
- 1.200.000 milioni di m³ l'anno di acqua dal pozzo
- 30.000 milioni di m³ l'anno prelevati dall'acquedotto per usi igienico sanitari

4 ELABORAZIONE DATI

Si è giunti al capitolo più importante, in cui verranno presentati i risultati ottenuti dai calcoli effettuati con i dati dell'impianto in esame.

I primi due paragrafi verranno dedicati alla spiegazione della discretizzazione applicata al funzionamento dell'impianto, necessaria per creare un approccio metodologico all'elaborazione dei dati.

4.1 Periodo in esame

Come si noterà proseguendo la lettura, l'analisi di ogni aspetto dell'impianto, verrà operata parallelamente sui dati raccolti nel 2009 e nel 2017. Questa scelta è tutt'altro che casuale: proprio negli otto tra il 2009 e il 2017 si è assistito al boom delle fonti rinnovabili nel nostro Paese.

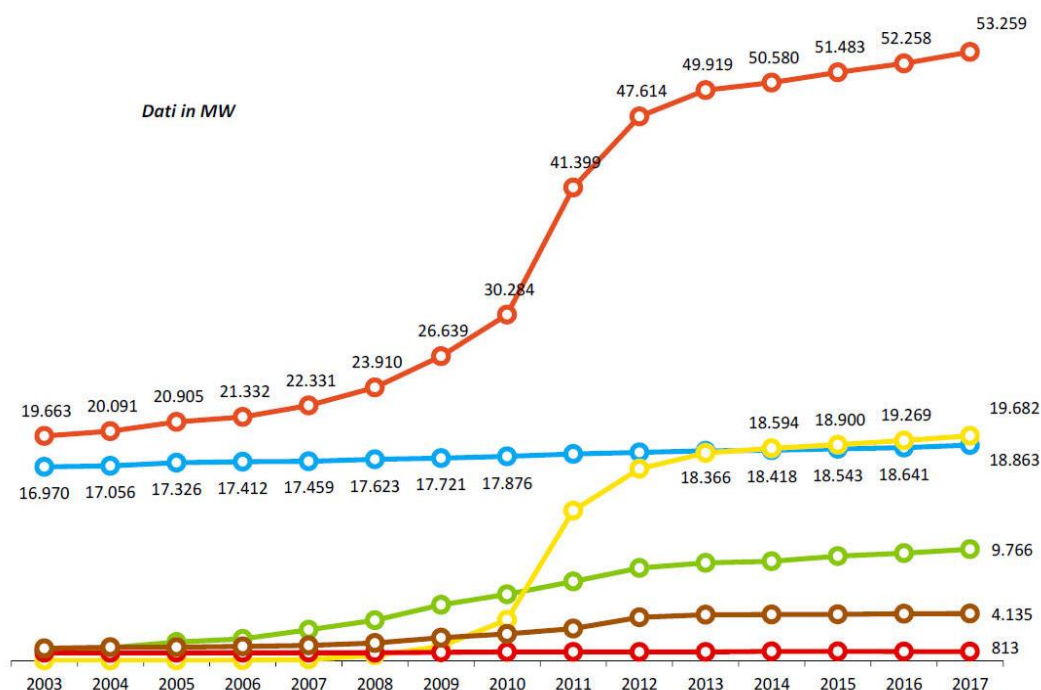


Figura 12: crescita della potenza ottenuta da risorse rinnovabili dal 2003 al 2017
Fonte: GSE

Si consideri il grafico sopra riportato, redatto dal GSE, in cui vengono illustrate le curve di crescita delle rinnovabili in Italia dal 2003 a due anni fa.

Come si può osservare, nei primi sei in anni esame, cioè dal 2003 al 2008, i MW totali prodotti da fonti rinnovabili, sono stabili. Nel 2009 invece cominciano a crescere, fino ad arrivare al 2013, dove la potenza raggiunge quasi quota 50 MW. Negli anni successivi, il trend di crescita ha subito un

rallentamento, arrivando nel 2017, cioè quattro anni dopo, a produrre poco più di 53 MW, circa 8 MW in più.

Nel 2009 il fotovoltaico subisce un primo incremento dalle centinaia alle migliaia di MW. Il 2009 è anche l'anno che precede al grade boom però, in cui si passa da meno di mille a circa 15000 MW.

Operare quindi un calcolo parallelo tra i due anni scelti permette proprio di osservare i cambiamenti che il funzionamento dell'impianto ha subito in seguito alla penetrazione massiccia delle risorse rinnovabili nella rete.

Inoltre i valori delle emissioni nel 2017, da soli, sarebbero sterili; al contrario paragonandoli a quelli del 2009, prima del contributo sostanziale delle rinnovabili, permette di calcolare l'incremento di inquinanti. Il dato carico di valore è il delta di emissioni, non le emissioni assolute in un anno.

Sono stati così messi a disposizione da Arpae i dati relativi ai due anni indicati. Questi dati sono in possesso dell'ente ospitante perché organo di controllo ambientale degli impianti presenti sul territorio emiliano-romagnolo.

I valori ricevuti erano quindi stati aggregati per la finalità dell'esercizio della funzione di controllo da parte di Arpae. Una delle maggiori sfide offerte dalla fase di calcolo di questo elaborato, è stata proprio quella di disaggregare e riaggregare i dati ricevuti, cambiandone la finalità. In questo caso lo scopo è quello di trovare conferma o smentita del ragionamento esposto nel capitolo precedente, in tutte le sue sfaccettature.

Inoltre, come è naturale che sia, con il passare del tempo, anche le tecnica di raccolta e aggregazione dati da parte dell'impianto si è affinata e che quindi venissero discretizzati molto meglio. Questo ha fatto sì che si avesse a disposizione due aggregazioni di dati, una per ogni anno, di natura differente (seppur simili). La conclusione è che sono state analizzate due aggregazioni diverse per essere poi disaggregate ed infine riaggregate secondo lo stesso schema.

4.2 Fasi di esercizio dell'impianto

Per lo scopo di questo elaborato è importante dividere i periodi di funzionamento dell'impianto in tre grandi categorie:

- Si parlerà di "marcia" quando l'impianto è in funzionamento e sta producendo la sua potenza nominale.

A causa di rendimenti termodinamici mai unitari nella realtà, il valore di targa non è quello a cui effettivamente l'impianto lavora, bensì un limite massimo che non viene mai raggiunto. Si parlerà comunque di *marcia* anche quando la potenza richiesta all'impianto è calata e quindi la sua produzione deve essere regolata di conseguenza. La *marcia* indica cioè non un valore, ma il range di valori di potenza a cui lavora l'impianto.

- Alle fasi di *marcia* possono seguire o precedere le fasi di “transitorio”. Questo titolo verrà assegnato ai momenti di accensione o spegnimento dell'impianto.

L'analisi si concentrerà proprio su queste fasi di *funzionamento inattivo*, in cui quindi viene cioè consumato gas ma non viene prodotta potenza.

- Infine si troverà la dicitura “fermo”, che corrisponde come si intuisce, ai momenti in cui l'impianto ha cessato completamente la produzione.

Essi, come detto, rappresentano le conseguenze economiche dell'*overgeneration*, cioè i mancati guadagni per i produttori.

E' utile sottolineare nuovamente che sia la fase di *transitorio* che quella di *fermo* hanno in comune la produzione nulla di potenza, ma la loro differenza è proprio il fulcro del ragionamento che vuole essere svolto in questa Tesi. La non produzione di potenza legata ai momenti di *fermo* corrisponde a zero emissioni, cioè al non funzionamento assoluto della macchina. Al contrario la non produzione che si misura durante i momenti di *transitorio*, è legata a notevoli emissioni di inquinanti, che verranno quantificate nei prossimi capitoli.

4.3 Confronto dei dati globali d'impianto

Cominciare l'analisi osservando i valori che si riferiscono all'intero impianto, permette di acquisire una visione d'insieme sul macro funzionamento di questa centrale

Tutti i valori e i grafici presentati di seguito sono frutto dell'elaborazioni dei dati a disposizione e mai la riproposizione di ragionamenti già svolti.

Si comincia in ordine cronologico con l'anno 2009. Nel grafico sottostante vengono rappresentati i MWh generati dai due turbogas, dalla turbina a vapore e dall'intero ciclo combinato, come somma dei termini precedenti. I valori che si possono leggere in questo grafico riguardano i momenti di *marcia* dell'impianto, quindi si tratta di un'analisi della produzione a regime.

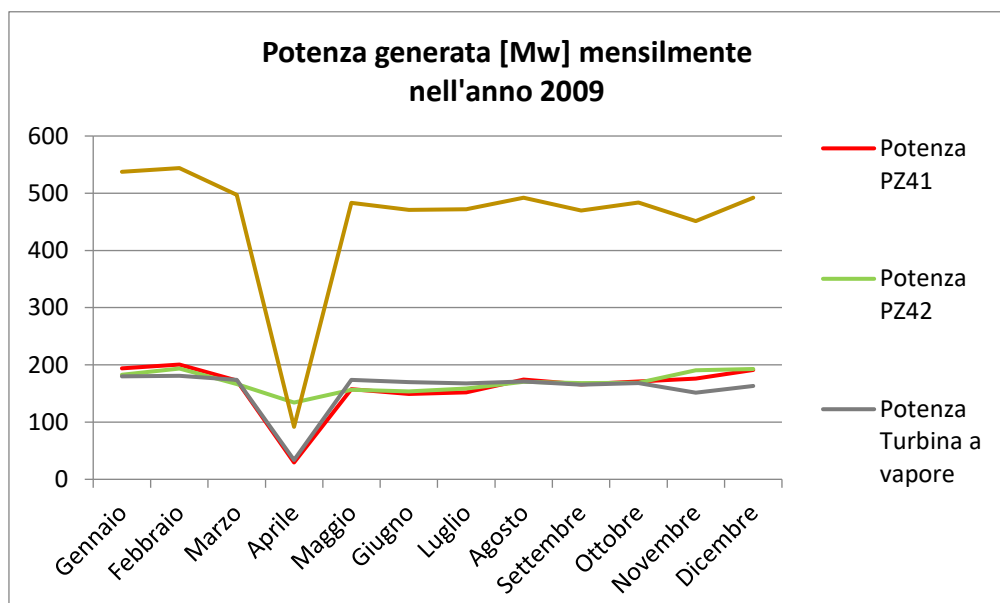


Figura 13: andamento mensile della potenza prodotta dalla centrale nel 2009

La prima cosa che salta all'occhio è la forte discontinuità nel quarto mese dell'anno, in cui le curve presentano un picco negativo. Per il resto l'andamento è quello atteso, dal momento in cui la centrale ha una produzione crescente dal termine dell'estate all'inverno e viceversa.

La presenza del punto di minimo ad Aprile è facilmente riconducibile ad un periodo di manutenzione: in questo momento dell'anno, potendo contare sull'apporto di altre risorse energetiche, come tipicamente l'idroelettrico, si possono svolgere attività di manutenzione senza mandare in sofferenza la rete. Inoltre per la centrale si tratta di un periodo poco redditizio per lo stesso motivo: essendoci più offerta il prezzo a cui riesce a vendere l'energia prodotta alla rete scende conseguentemente.

Una volta si tendevano a prediligere i mesi estivi per questo tipo di lavori, venendo a mancare in quel periodo la necessità di riscaldare; nel tempo, la scelta, si è spostata verso la fine dell'inverno per il motivo prima esposto, infatti nel grafico si osserva una costante crescita della produzione da giugno a settembre.

Per il resto il funzionamento dei turbogas si attesta mediamente di poco sotto la potenza di targa come atteso.

Si procede poi con lo stesso grafico elaborato con i dati dell'anno 2017:

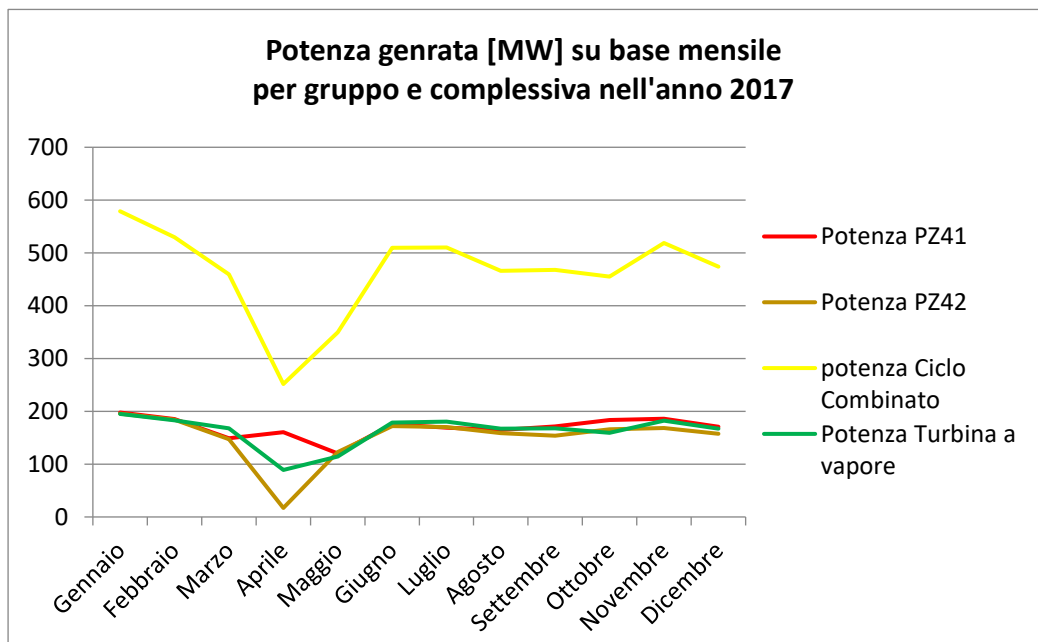


Figura 14: andamento mensile della potenza prodotta dalla centrale nel 2017

L'andamento della potenza prodotta al passare dei mesi, è analogo a quello del 2008. Presenta infatti un solo picco in corrispondenza di Aprile, attribuibile alle stesse motivazioni di otto anni prima.

Per confrontarne meglio le prestazioni nei due anni in esame si riportano gli andamenti globali sullo stesso piano cartesiano:

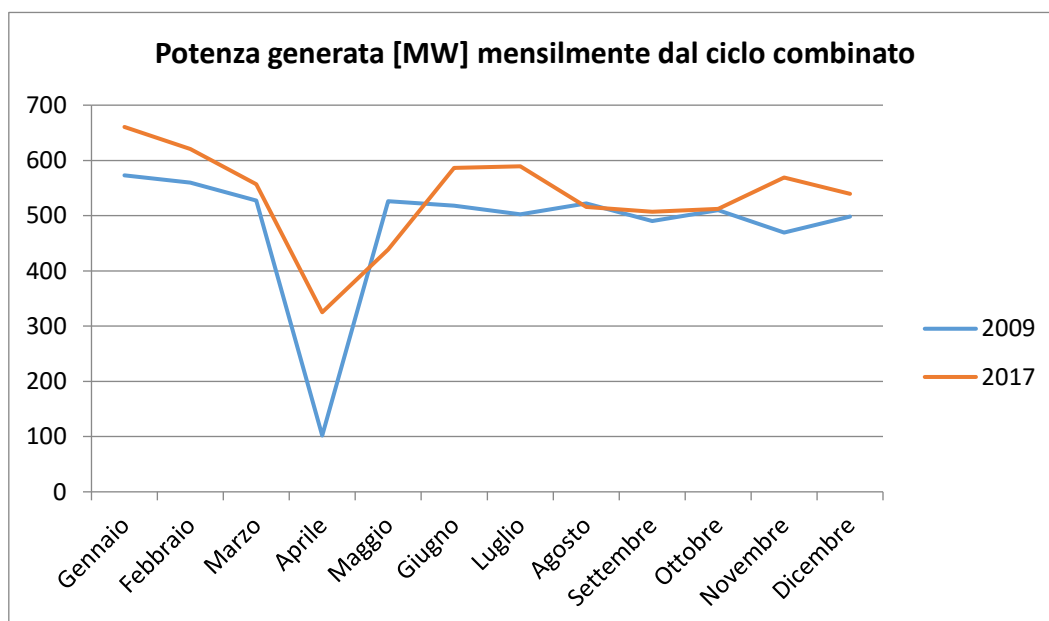


Figura 15: MW prodotti nel 2009 e nel 2017 dal ciclo combinato a confronto

Si osservi con attenzione il grafico escludendo dall'analisi il i valori raggiunti ad Aprile, che, come detto, rappresentano un'eccezione.

Le due linee nel grafico si attestano sempre tra i 500 MW e i 600 MW, incrociandosi più volte e scambiandosi il podio al passare dei mesi. Analizzando i dati però viene prodotta mediamente più potenza nel 2017 con 535 MW mensili medi contro i 483 MW del 2009. Si tratta quindi di più di 50 MW di differenza. Al contrario, il calcolo della potenza prodotta a fine anno, porta il 2009 al primo posto, con 5800 MW totali, superando di 600 MW i 6400 MW prodotti nel 2009.

Quindi ricapitolando, durante le sole ore di marcia, nel 2017 la produzione è globalmente diminuita rispetto al 2009.

Per dare un senso a questi risultati, si prosegue la lettura, facendo particolare attenzione al paragrafo sulle ore di funzionamento.

Si procede ora con l'analisi dei rendimenti, iniziando nuovamente in ordine cronologico con il 2009. In questo caso, con i dati disponibili, è stato possibile tracciare gli andamenti dei due gruppi turbogas e del ciclo combinato nella sua totalità.

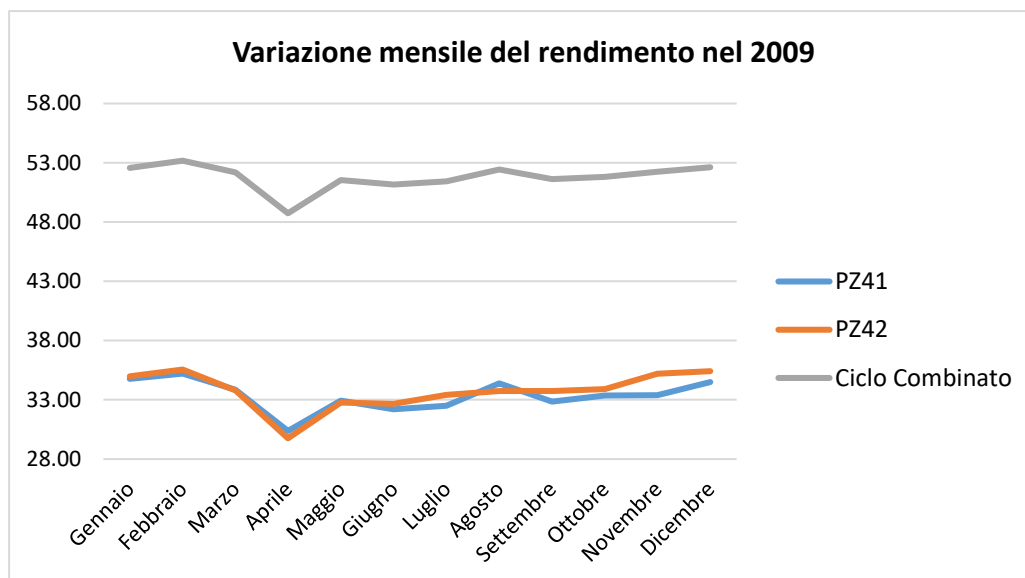


Figura 16: variazione mensile del rendimento nel 2009

I rendimenti dei due turbogas si mantengono molto simili all'avanzare dei mesi, per discostarsi di un punto nel mese di Novembre. Le loro medie infatti ammontano a 33 punti percentuali, discostandosi solo per qualche decina di punti decimali: 33,36 per PZ41 e 33,74 per PZ42. La loro efficienza massima viene raggiunta da PZ42 con un rendimento del 35,55% ad Aprile e quella minima del 29,75% dallo stesso gruppo a Febbraio.

Il ciclo combinato invece si mantiene ovviamente su media molto maggiore ai singoli turbogas, pari al 51,80%, con un minimo ad Aprile del 48,70% e un massimo a Febbraio del 53,18%.

La forte discesa nel mese di Aprile sono la conseguenza dello stesso fenomeno spiegato nei grafici di potenza. La potenza e il rendimento sono infatti grandezze legate a doppio filo, che se combinate esprimono la “salute” dell'impianto.

Si osservi ora l'evoluzione delle prestazioni dell'impianto dopo otto anni.

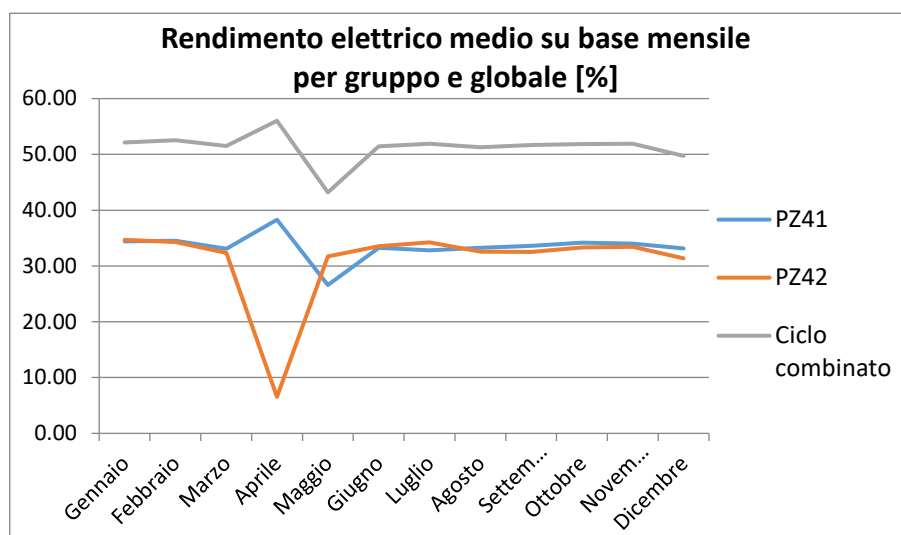


Figura 17: variazione del rendimento nel 2017

Se nel 2009 sia PZ41 che PZ42 subivano un fortissimo decremento nel mese di Aprile; nel 2017 soltanto uno dei due gruppi è in flessione, mentre l'altro al contrario migliora le sue prestazioni. Questo risultato combacia con quello energetico presentato nel grafico sull' andamento mensile della potenza prodotta nel 2017. Il rendimento globale giova infatti della stessa crescita nel mese di Aprile, essendo PZ41 ragionevolmente spento per manutenzione.

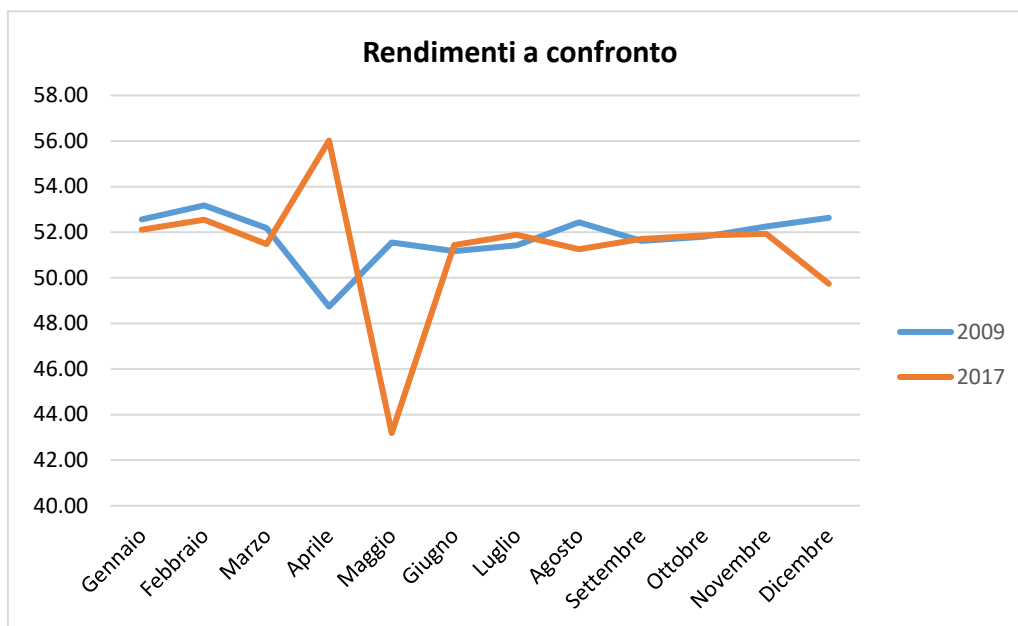


Figura 18: confronto rendimenti

Ma quale variazione ha subito il rendimento sul fronte annuale dal 2009 al 2017?

Entrambi i rendimenti si attestano su un valore medio del 51%, differenziandosi per 54 punti decimali che fanno ottenere al 2009 il titolo di anno con il rendimento medio maggiore.

Il valore massimo raggiunto è decisamente superiore nel 2017, dove si toccano i 56 punti percentuali.

Si approfondisca ora il legame delle grandezze analizzate, potenza e rendimento. Di seguito sulle ascisse si leggeranno i valori di potenza e sulle ordinate quelli del rendimento.

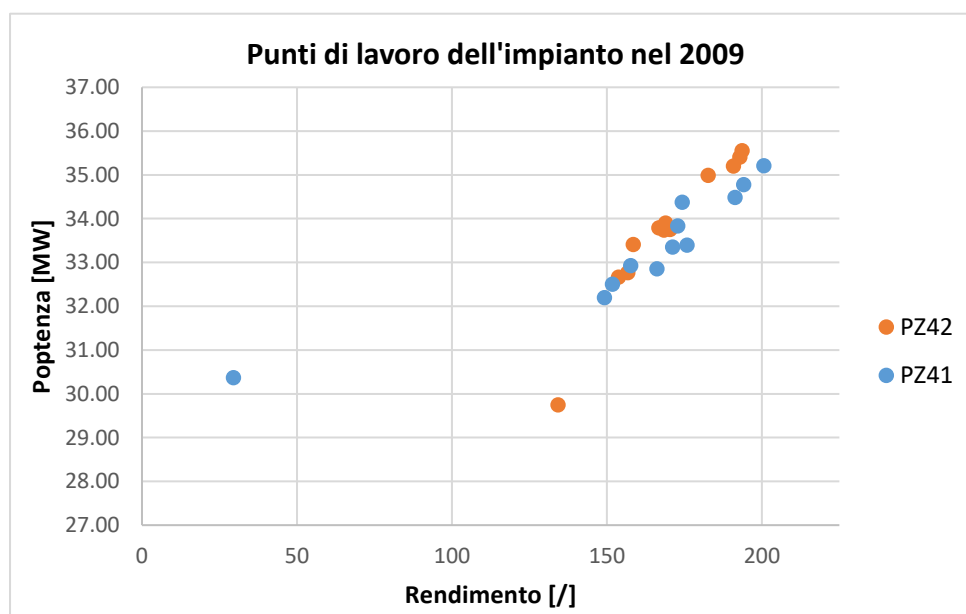


Figura 19: punti di lavoro 2009

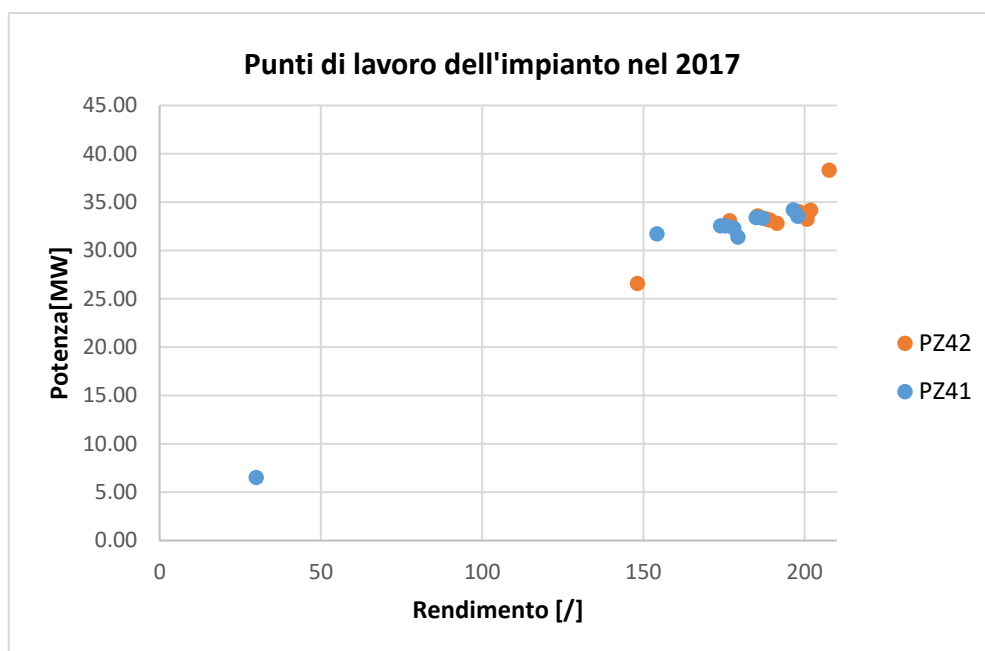


Figura 20: punti di lavoro 2017

Come atteso, al crescere della potenza cresce proporzionalmente anche il rendimento. Questa relazione tra le due grandezze è fondamentale per comprendere il ragionamento che si sta portando avanti: far lavorare la centrale a potenza decrescente, comporta il calo del rendimento e così il peggioramento delle emissioni.

I punti che fuori dalla zona di aggregazione primaria sono tutti relativi al mese di Aprile. I punti infatti sono tre, come ci si aspettava dalle analisi precedenti: entrambi i gruppi nel 2009 e solo il PZ41 nel 2017.

4.4 Confronto ore di funzionamento

Se finora è stata condotta un'analisi solo del periodo di marcia, si vuole adesso approfondire quanta percentuale del funzionamento annuale essa rappresenti. Inoltre si chiarirà, della restante parte, quanta sia stata occupata da fermi, e quanta da accensioni o spegnimenti. Questa distinzione è fondamentale per dare un significato alla potenza prodotta nelle diverse fasi e ancor di più per poter indagare la variazione di emissioni nocive prodotte.

Si riparta dalle considerazioni esposte nel paragrafo precedente, dove i valori proposti si riferivano alla marcia. Questa fase però, la marcia, ha occupato una percentuale del tempo annuo di funzionamento dell'impianto molto diversa nel 2009 rispetto al 2017. Nel primo anno in esame

infatti PZ41 è stato in marcia quasi il 50% del tempo e PZ42 più del 55%. Nel 2017 invece, il primo gruppo turbogas ha lavorato poco più del 31% e il secondo il 33,5% delle ore. Si trasformino adesso queste percentuali in ore assolute, tenendo presente che in un anno non bisestile, come i due in esame, si contano 8760 ore.

	2009		2017	
	PZ41	PZ42	PZ41	PZ42
Ore di marcia	4361	4853	2735	2938
Ore di fermo	3987	3652	5691	5408
Ore di transitorio	410	249	333	413
Somma delle ore	8758	8754	8759	8759

Tabella 1: confronto delle fasi di funzionamento nel 2009 e nel 2017

In questa tabella vengono divise le ore dell'anno per ogni turbogas, secondo la fase di funzionamento, nel 2009 e nel 2017. Prima di commentare questa tabella si vuole far osservare ai lettori che non viene mai raggiunta la quota di 8760 di ore annue. Questa anomalia risiede in piccoli errori nei dati orari forniti dall'impianto ad Arpa:

- Nei dati relativi a PZ42 del 2009, ci sono 6 ore classificate come “non presenti”, di cui non si conosce nessuna informazione, nemmeno l'assetto di funzionamento
- Per PZ42 nello stesso anno la prima e l'ultima ora dell'anno non vengono fornite (probabilmente per errore sono state allegate ai documenti dell'anno precedente e successivo)
- Passando al 2017, sia nei dati di PZ41 che di PZ42 la prima ora di gennaio nuovamente non è fornita

Per tutti calcoli successivi, ogni volta che verrà espresso un dato in forma percentuale, si farà riferimento ai totali riportati nel ultima riga della tabella.

Si può ora passare all'analisi delle ore di marcia: esse sono passate mediamente da 4600 a circa 2800 ore per ogni TG, dimezzandosi circa quindi. Queste cifre grossolane permettono di avere un quadro del sostanziale cambiamento dell'assetto di funzionamento dell'impianto al passare degli anni. Dimezzare le ore di marcia è un cambiamento sostanziale per la produttività dell'impianto. Un cambiamento che genera gravissime conseguenze economiche per chi ha investito il proprio denaro in questa attività.

Proseguendo nella tabella, si trovano le ore di fermo. Se le ore di marcia sono significativamente diminuite ci si aspetta che quelle di fermo siano specularmente aumentate dal 2009 al 2017. Così è: se nel 2009 sia PZ41 che PZ42 sono stati fermi l'equivalente di circa 160 giorni l'uno, nel 2017 i turbogas sono rimasti inattivi per oltre 230 giorni.

È importante fare una precisazione sulle fermate dei turbogas: affermare che PZ41 e PZ42 siano rimasti spenti per un certo quantitativo di ore nel dato anno, non equivale a dire che il ciclo combinato sia stato fermo quello stesso tempo. Come si era già potuto vedere durante l'analisi dei rendimenti, è sufficiente che uno dei due turbogas sia in funzionamento per poter far lavorare la turbina a vapore e quindi il ciclo combinato nella sua totalità (evidentemente generando una potenza inferiore). In altre parole, nei numeri presentati in questa tabella non vi è anche l'informazione di contemporaneità della fermata dei due turbogas.

Quando solamente uno dei due PZ è fermo, la fase in cui si trova l'impianto è di marcia, seppur lontana dalla potenza di targa, mentre quando entrambi lo sono, il ciclo combinato è in *fermo totale*. Questo concetto è stato di fondamentale importanza per lo svolgimento dei calcoli e infatti verrà ripreso in seguito nel capitolo dedicato alle emissioni.

Si conclude ora il ragionamento con le accensioni e gli spegnimenti: si passa da 659 ore di transitorio nel 2009 a 746 nel 2017. Si osserva quindi un aumento del 13% in otto anni.

Ricapitolando cosa si è imparato in questo paragrafo, nel 2017 il ciclo combinato ha marciato la metà del tempo rispetto al 2009, è rimasto fermo il 46% in più delle ore. Unendo questi risultati a quelli di potenza del paragrafo presente si può cominciare a delineare il macro cambiamento dell'assetto produttivo dell'impianto dal 2009 al 2017: la centrale ha lavorato la metà delle ore ma a potenza media maggiore.

Ma questo è un cambiamento positivo o negativo? Da un punto di vista ambientale si potrebbe pensare positivo: produrre a potenza maggiore, significa con un rendimento migliore e quindi emettendo meno. Ma il valore di potenza essendo medio può trarre in inganno e per rispondere a questa domanda in modo preciso, è necessario calcolare le emissioni nei due anni, in ognuna delle tre fasi.

4.5 Emissioni

Definite le tre fasi in analisi e quale quota parte delle 8760 ore annue ognuna occupi, si procede adesso con l'analisi emissiva. Si prenderà ogni fase e si calcoleranno le emissioni in aria di cui è responsabile. Come sempre il calcolo verrà ripetuto per entrambi i gruppi turbogas, per entrambi gli anni.

4.5.1 Marcia

Verranno presentate per cominciare le emissioni in fase di marcia, sotto forma di kg assoluti emessi da PZ41 e PZ42. Il calcolo si è potuto svolgere, grazie ai dati ricevuti, su due importantissimi agenti inquinanti: gli ossidi di azoto e il monossido di carbonio. Nel primo caso si tratta delle sostanze inquinanti responsabili delle piogge acide, con gravi conseguenze sugli ecosistemi acquatici e terrestri. In particolare poi il diossido di azoto, NO₂, genera anche gravi conseguenze sull'apparato respiratorio umano.

La CO invece è un gas ad elevata pericolosità: la sua tossicità è dovuta all'elevata affinità con l'emoglobina.

	2009			2017		
	PZ41	PZ42	TOTALI	PZ41	PZ42	TOTALI
NOx	67.874	70.713	138.587	249.720	264.083	513.804
CO	4.154	6.534	10.687	37.804	16.185	53.989

Ore di marcia	4361	4853		2735	2938	
Pot media	176	182,2118		193,6248	174,6996	

Tabella 2: emissioni assolute

N.B. I numeri relativi alle emissioni sono il risultato di calcoli tra valori con molte cifre decimali. Quest'ultimi sono stati eliminati nella presentazione in tabella in quanto non significative.

Il punto separa le migliaia.

Le stesse scelte sono state applicate, in presenza delle medesime condizioni, nelle tabelle successive.

Come si legge in tabella nel 2017 gli NOx sono aumentati del 270% circa per turbogas e quindi anche complessivamente. Per quanto riguarda la CO invece PZ41 cresce dell'800% mentre PZ42 del 150%, portando così l'aumento complessivo al 400%.

Gli incrementi sono sostanziali.

Questo risultato è in dissonanza con quanto detto precedentemente: come è possibile a fronte di una diminuzione delle ore di marcia e dell'aumento di potenza mediamente prodotta (riportate sotto in tabella per facilitare il paragone) che l'impianto emetta così tanto di più?

La risposta è stata trovata nell'analisi più approfondita della fase di marcia. Di seguito i due andamenti annuali di potenza a confronto.

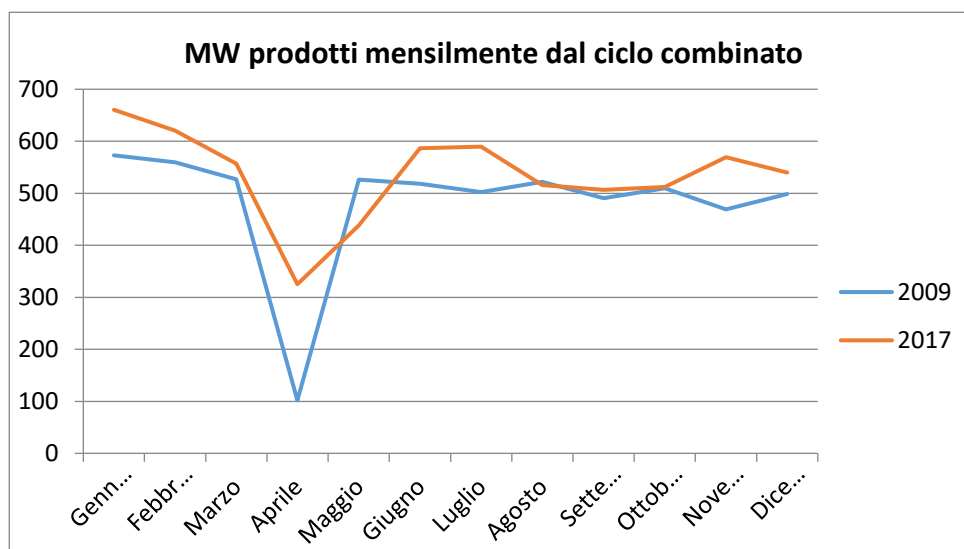


Figura 21: potenza del ciclo combinato a confronto 2009-2017

Escludendo come sempre il mese di Aprile dall'analisi, si osservino con cura i due andamenti. Nel 2009 l'impianto ha regolato la sua potenza di marcia tra un minimo di 469 MW e un massimo di 572, mentre nel 2017 tra 438 MW e 660 MW. Il delta di potenza entro il quale si muove la produzione del ciclo combinato nel 2017 raddoppia così da 103 a 220 MW.

Come è già stato più volte sottolineato, regolare per un impianto è sinonimo di peggiorare le proprie emissioni: eccone una prova.

Per completezza si precisa ora che sarebbe possibile approfondire di molto le emissioni in fase di marcia e ottenere informazioni molto più dettagliate sulle emissioni in regolazione. Questo però, come detto, non è lo scopo di questa trattazione, la quale si focalizzata invece sui transitori.

L'approfondimento delle conseguenze ambientali dovute alla regolazione, costituirebbe un abbondante materiale per un secondo lavoro di Tesi, che parta proprio dalle considerazioni riportate in questo elaborato.

4.5.2 Transitori

Si può allora passare al cuore di questi calcoli, alle considerazioni più importanti, quelle sulle emissioni dovute ai transitori.

Come spiegato con la parola transitori si intendono due diversi momenti del funzionamento dell'impianto: le accensioni e gli spegnimenti. Entrambi sono considerati le fasi più dannose dal punto di vista economico ed ambientale perché contemporaneamente non vi è produzione di potenza –quindi guadagno- ma forti emissioni.

Ricapitolando il ragionamento esposto in precedenza, la penetrazione massiva delle risorse rinnovabili non programmabili nel mercato elettrico ha causato dei mutamenti nel funzionamento degli impianti a fonte fossile: essi vengono spenti (e riaccesi) più spesso e conseguentemente le emissioni aumentano.

Si verifichi di seguito se i numeri ottenuti dal case study confermano quanto ipotizzato.

Si vuole proseguire specificando che i due tipi di transitorio sono stati tenuti separati durante i calcoli. Per capirne il motivi è utile una premessa sulle accensioni. Quest'ultime si possono dividere almeno in due grandi categorie. Le accensioni a caldo e le accensioni a freddo. Le prime sono quelle avvenute poco dopo tempo dallo spegnimento dell'impianto, mentre le seconde quelle dopo lungo tempo. Questo fattore, il tempo trascorso dallo spegnimento dell'impianto, è determinante perché modifica la temperatura che raggiungono le macchine: meno il sistema si raffredda, più sarà veloce e sostenibile, dal punto di vista ambientale, riaccenderlo.

La definizione conteneva gli avverbi *poco* e *molto*, volutamente generici, perché per dare una quantificazione più precisa dei tempi di raffreddamento, occorrerebbe specificare il tipo di impianto e la sostanza in esame.

Si è ricercato così per l'impianto in analisi il rapporto che lega le ore intercorse dal fermo precedente e le emissioni di inquinanti generate. Si è scelto di rappresentare questo legame in un grafico cartesiano dove le ore si leggeranno sull'asse delle ascisse e le emissioni sull'asse delle ordinate. Come emissioni sono state trattate per coerenza del testo sempre CO ed NOx, in kg assoluti, per avviamento cioè, ripetendo il calcolo per i due turbogas.

Come ogni volta, anche qui, si vuole verificare se la teoria esposta a parole trova conferma o meno nei risultati ottenuti dall'elaborazione dei dati dell'impianto scelto come case study.

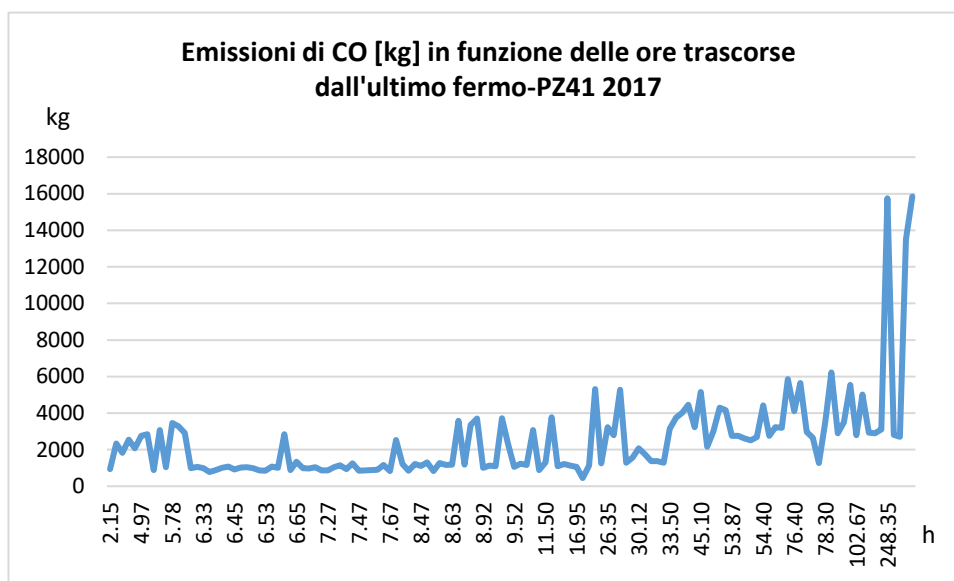


Figura 23: Emissioni di CO [kg] in funzione delle ore trascorse dall'ultimo fermo-PZ41 2017

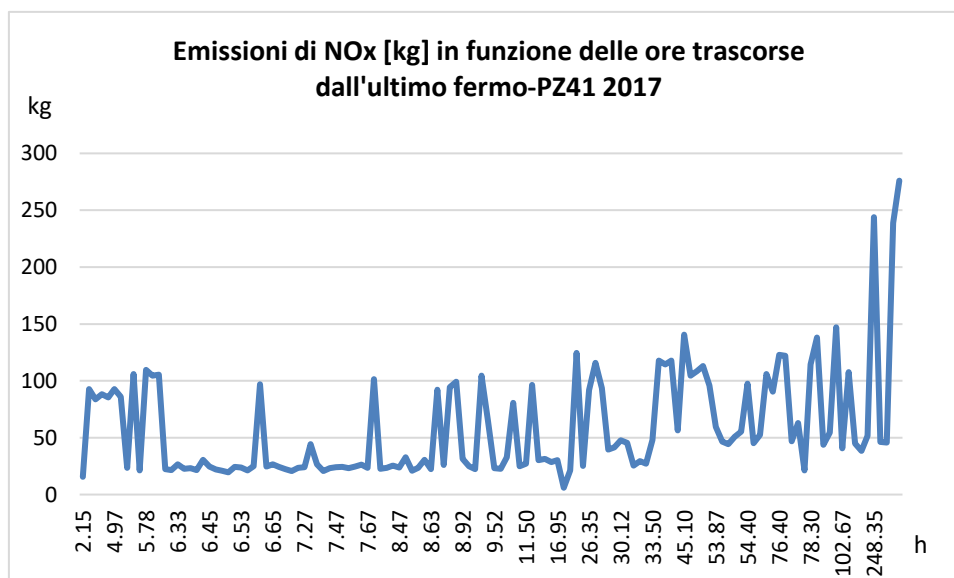


Figura 22: Emissioni di NOx [kg] in funzione delle ore trascorse dall'ultimo fermo-PZ41 2017

L'andamento è quello atteso: all'aumentare del tempo che separa l'avviamento dell'impianto in esame dallo spegnimento precedente, aumenta anche la quantità di sostanze nocive emesse, siano esse CO o NOx. La proporzionalità con cui aumentano non è lineare bensì “a gradini” proprio come anticipato precedentemente con i termini “a caldo” e “a freddo”.

Si può persino creare una divisione più raffinata e introdurre una categoria intermedia, quella degli avviamenti “tiepidi”. Si può osservare infatti, nel primo grafico, che il monossido di carbonio emesso rimane sempre inferiore ai 4000 kg fino a circa 24 ore -un giorno- dall'ultimo spegnimento, poi sale a 6000 kg fino a 10 giorni e infine raggiungono i 16000 per stop maggiori di 10 giorni.

Ecco ritrovati gli avviamenti a caldo, per il primo intervallo, tiepidi per il secondo e a freddo per il terzo.

Si passi all'osservazione degli ossidi di azoto, in cui, anche se l'ordine di grandezza si abbassa di molto, è di nuovo possibile ritrovare tre macro gruppi emissivi: fino a 12 ore circa gli NOx prodotti rimangono mediamente inferiori a 100 kg, poi da 12 a 103 ore si attestano sotto i 150 kg e infine oltre i 4 giorni circa, raggiungono i 300 kg.

Per un'analisi complessiva dell'impianto si può decidere di creare solo due grandi gruppi emissivi, ponendo in questo caso il limite alle 24 ore. Dopo un giorno infatti sia gli NOx che i CO subiscono un grosso incremento. Così facendo inoltre è possibile paragonare le due emissioni medie, riportate nella tabella sottostante.

	kg _{medi} CO	Kg _{medi} NOx
Accensioni a freddo	3444,52	75,41
Accensioni a caldo	1817,91	47,05

Tabella 3: accensioni a caldo e a freddo di PZ41 nel 2017

Un'accensione a freddo comporta quindi l'emissione del 47% in più di NOx e del 37% in più di CO da parte di PZ41.

Ora si ripeteranno i calcoli per l'altro gruppo turbogas del ciclo combinato e poi sarà possibile operare un paragone con l'anno 2009.

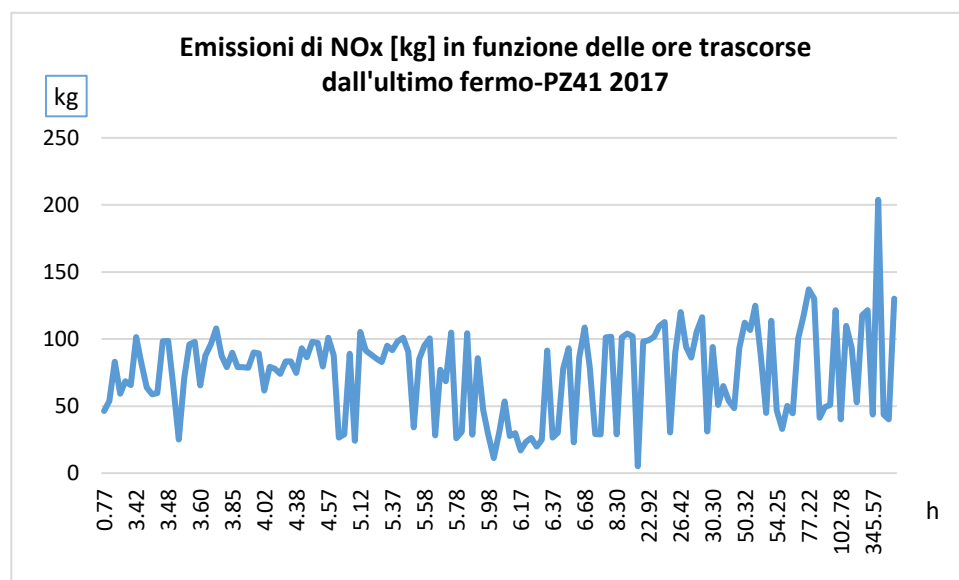


Figura 24: Emissioni di NOx [kg] in funzione delle ore trascorse dall'ultimo fermo-PZ42 2017

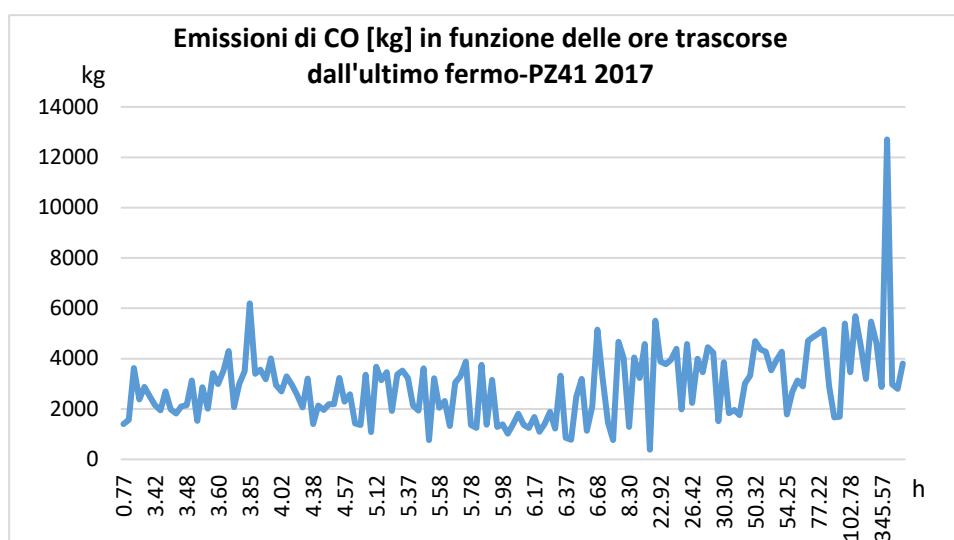


Figura 25: Emissioni di CO [kg] in funzione delle ore trascorse dall'ultimo fermo-PZ42 2017

Ripetendo la macro distinzione in due gruppi con soglia le 24 ore, si ritrovano gli stessi risultati: fino a circa 24 ore dal fermo precedente PZ42 ha emesso meno di 4000 kg di NOx e di 100 kg di CO, mentre passata una giornata le emissioni subiscono un grosso incremento rimanendo sotto il limite massimo di circa i 6000 kg e i 150 kg rispettivamente. Se si osserva con cura le emissioni di CO di PZ42, l'aumento netto di kg rilasciati in aria avviene già a partire da 7 ore dopo il fermo precedente; questo però non contrasta con quanto assunto finora perché lo scopo di questa distinzione è trovare soltanto dei trend generali, che permettano di confrontare i due anni in esame. Nuovamente vengono riportati i valori medi di emissione per avviamento.

	kg _{medi} CO	Kg _{medi} NOx
Accensioni a freddo	3764,93	83,04
Accensioni a caldo	2557,16	70,77

Tabella 4: accensioni a caldo e a freddo di PZ42 nel 2017

Nel caso di PZ42 allora mediamente un'accensione a freddo comporta il rilascio del 47% in più di CO e del 18% in più di NOx.

E' quindi ora stato confermato dai numeri che più tempo trascorre dopo uno spegnimento, più la macchina si raffredda, più dannoso dal punto di vista emissivo sarà l'avviamento che segue.

Quindi se si scoprisse che nel 2017 sono avvenuti più avviamenti a freddo si potrebbe concludere che le emissioni siano aumentate.

L'elaborazione dei dati ha permesso di calcolare questi valori: le accensioni a freddo passano da 78 a 96 nell'arco degli otto anni e, come si leggerà poco più avanti, le emissioni in transitorio sono aumentate infatti.

Di seguito una tabella riassuntiva del numero di spegnimenti, sempre riferiti ai singoli turbogas.

		Numero di accensioni/ Spegnimenti	Numero avviamenti a caldo	Numero di avviamenti a freddo
PZ41	2009	161	122	41
	2017	132	111	52
PZ42	2009	83(88 ²)	66	37
	2017	148	105	44

Tabella 5: numero di spegnimenti a confronto

Si è discusso finora soltanto in termini di ore ma non di numero di accensioni (o spegnimenti), che invece è uno dei risultati più ricchi di significato. Infatti un altro riscontro atteso dai calcoli effettuati sul case study, è quello che l'impianto sia stato costretto a dover fermarsi nel momento di overgeneration poi doversi riaccendere quando l'apporto delle rinnovabili non era più sufficiente a coprire il fabbisogno delle utenze. Per monitorare questo fenomeno però si dovrà passare dall'analisi dei singoli componenti del ciclo combinato all'intero impianto.

Per spiegarne il motivo verrà ripetuto un concetto già espresso in occasione della presentazione delle ore di fermo e transitorio: considerare il numero di spegnimenti dei due PZ separatamente può essere un dato forviante, in quanto valori non portano con sé anche l'informazione di contemporaneità. Cioè un turbogas potrebbe essersi arrestato ma l'altro essere in funzione, quindi permettere il funzionamento della turbina a vapore e quindi del ciclo combinato nella sua interezza. Dai dati relativi ai singoli turbogas quindi si possono estrarre importanti informazioni sulle emissioni, come è stato fatto nei grafici precedenti, ma non sui fermi della centrale.

Si passa ora così all'analisi di quest'ultimi.

	2009	2017
Fermi totali	17	77

Tabella 6: fermi totali

Per ottenere questo risultato è stato calcolato quando entrambi i turbogas non erano in funzione, quando gli spegnimenti avvenivano contemporaneamente cioè. L'aumento è fortissimo, nel 2017 i fermi totali sono stati il 353% in più.

² Accensioni e spegnimenti devono coincidere. Questo avviene sempre tranne che per PZ42 nel 2009 dove per cinque volte l'impianto comincia uno spegnimento ma poi viene riportato in marcia, senza passare da un fermo

E se l'impianto ha dovuto spegnersi e riaccendersi così tante più volte, ci si aspetta anche che le emissioni in kg assoluti siano decisamente aumentate. Si leggano le emissioni totali di cui è responsabile la centrale nei due anni, ottenute come somma delle emissioni dei suoi componenti.

		Kg CO	Kg NOX
2009	PZ41	7285,5	9508,5
	PZ42	3894,6	3947,8
	TOT	11180,1	13456,3
2017	PZ41	344631,5	9052,0
	PZ42	443873,6	11859,1
	TOT	788505,1	20911,1

Tabella 7: emissioni assolute a confronto

L'aumento è lampante: il CO è cresciuto di oltre il 7000 % e gli NOx del 55%.

Si aggiunge una precisazione sulla metodologia di analisi adottata. Può essere stato notato che agli spegnimenti non è stata dedicata un'analisi come quella delle accensioni. Questo perché gli spegnimenti non possono essere considerati tutti alla stregua di un avviamento a caldo, dal punto di vista emissivo, perché seguendo ad una fase di marcia, vedono tutti i componenti dell'impianto ancora caldi. I valori degli inquinanti che hanno generato sono quindi stati accorpati direttamente in Tabella 7.

Si sono studiate le emissioni che caratterizzano la fase di marcia e quella di transitorio; si pongano ora queste in paragone nei termini dei due inquinanti in analisi.

	TRANSITORIO		MARCIA		Δ (transitorio-marcia)	
	CO [kg]	NOx [kg]	CO [kg]	NOx [kg]	CO [kg]	NOx [kg]
2008	11180,1	13456,3	10687,28	138586,8	492,8181	-125130
2017	788505,1	20911,1	513803,6	513803,6	274701,5	-492892,5

Tabella 8: confronto emissioni marcia-transitorio

Come si osserva, per quanto riguarda il monossido di carbonio, il termine preponderante è quello del transitorio, mentre per gli ossidi di azoto la marcia. Questo perché i due inquinanti sono regolati da meccanismi opposti.

La grande differenza tra i due è anche nella loro strategia di abbattimento. Infatti per gli NO_x si hanno a disposizione ormai sistemi molto efficienti quali gli SCR, che vanno ad agire a valle della combustione, a livello dei fumi. Per i CO invece l'unica strategia possibile è lavorare a monte della fiamma, curandone la miscelazione comburente-combustore o utilizzando modifiche di layout come la post combustione.

Come sempre l'ottimizzazione contemporanea del contenimento di entrambi questi inquinanti è molto difficile, perché dove diminuisce l'uno cresce l'altro e viceversa.

Lo scopo principale di questa tabella è poter vedere quale contributo ogni fase ha dato nelle emissioni globali annuali di ogni inquinante.

4.6 I risultati ottenuti

Si è giunti al paragrafo conclusivo dei calcoli dove vengono riproposti i risultati precedentemente introdotti e spiegati, in forma tabellare per facilitarne la lettura. Si prova ora a riassumere cosa mostrano in sintesi i risultati ottenuti.

	2009	2017	Δ [%]
Energia elettrica [MWh]	2.582.235	1.702.910	-34
Potenza media [MW]	483	535	+11
Ore di funzionamento	4.853	2.938	-39
Consumo CH ₄ [m ³]	489.686.708	317.636.224	-35
CO [kg]	21.867	842.494	+3753
NO _x [Kg]	152.043	534.715	+252
CO ₂ [Kg] ⁽³⁾	881.436.075	571.745.203	-35
Numero di fermi totali	17	77	+353

Tabella 9: tabella riassuntiva

L'impianto quindi in questi otto anni, dal 2009 al 2017, ha prodotto meno energia, con una differenza quasi del 35%. Questo anche perché ha marciato circa il 40% in meno del tempo, infatti il numero di fermate che ha dovuto effettuare, sono incrementate a dismisura, del 353% per essere precisi. La potenza media con cui ha marciato è aumentata, di più del 10%: quindi l'impianto ha marciato meno ore a potenza maggiore. Ma, come si è mostrato, durante la marcia ha regolato

³ La CO₂ non è un numero calcolato a partire dai dati ricevuti bensì ricavato dal quantitativo di metano bruciato

molto e questo ha contribuito ad aumentare le sue emissioni, che per ogni inquinante analizzato hanno avuto un forte rialzo. In particolare si cita il rilascio di CO che ha visto un incremento di oltre il 3000%.

Si conclude analizzando il consumo di metano: il delta è negativo, ciò significa che nel 2017 la centrale ha globalmente consumato meno metri cubi di CH₄. Ma se si rapporta questo valore ai MW prodotti, si ottiene un consumo specifico al contrario in netta crescita: se nel 2009 ogni MW generato era costato, in termini di metano, 0,008 m³ all'impianto, nel 2017 arriva a costargli 0,495 m³. L'aumento supera il 5000%.

I risultati ottenuti si collocano esattamente in direzione dei ragionamenti ipotizzati. Si vuole ripetere un'ultima volta che non si tratta di risultati assoluti, di verità estendibili ad ogni impianto. Si è soltanto trovato il riscontro numerico a quanto ipotizzato in un caso specifico.

Ribadito ciò, facendo semplici somme algebriche tra i numeri riportati in tabella si può provare ad estendere i risultati ottenuti da questo impianto affermando quanto segue: i circa 800 mila MW che nel 2017 all'impianto non stati richiesti, e quindi possibilmente forniti alla rete da fonti rinnovabili, hanno generato circa 800 mila Kg in più di NO₂ e 400 mila kg in più di CO.

Per ogni megawatt *green* generato, vengono emessi in atmosfera 0.9 kg di monossido di carbonio e 0.4 kg di ossidi di azoto.

Questa frase, errata se considerata in valore assoluto, estrapolata dal contesto, assume però significato se proposta al termine della lettura dell'intero elaborato.

5 CONCLUSIONI

Nel capitolo conclusivo si cercherà di inquadrare le cause che hanno generato il fenomeno presentato lungo tutto l'elaborato, per poi provare a definire possibili misure di miglioria future.

5.1 Paradosso ambientale

Si è sottolineato nell'introduzione come le risorse rinnovabili siano uno strumento imprescindibile per la lotta all'inquinamento e la decarbonizzazione. Il loro ruolo fondamentale è di indiscussa centralità nel mercato elettrico ed è giusto che rimanga tale. Anzi, ci si augura che il progresso tecnologico le porti a generare un apporto di potenza sempre crescente nel tempo.

Questo viene ribadito perché la divulgazione di questo tipo di analisi è di difficile comprensione per l'opinione pubblica in prima battuta, in quanto necessita di conoscenze specifiche del settore per essere compresa a fondo.

Dopo aver ribadito ciò, se si è letto l'intero elaborato, ci si rende conto di essere di fronte ad un paradosso: le risorse rinnovabili generano inquinamento.

Ovviamente non sono loro a generarlo direttamente, bensì gli impianti a fonte fossile, che devono sottostare alle logiche della rete. È proprio la posizione privilegiata, di cui godono le rinnovabili nel mercato, che innesca un meccanismo tale per cui, per ogni MW che loro producono, in altro luogo viene generata un'emissione dannosa.

Si tratta infatti di un fenomeno di delocalizzazione dell'inquinamento.

Si è stati spettatori di meccanismi simili in occasione di altri recenti fenomeni tecnologici: la diffusione delle auto elettriche per esempio. In città, nei luoghi più densamente trafficati, l'inquinamento è indubbiamente diminuito grazie all'ingresso dei tanti veicoli a motore elettrico. Allo stesso tempo, se si ingrandisce l'orizzonte di analisi, ci si pone ben presto la domanda riguardo alla provenienza di quell'energia pulita che ha sostituito la benzina. Questa viene prodotta inevitabilmente da impianti a fonte fossile. La domanda di elettricità che l'acquisto massiccio di auto elettriche ha generato già in molte città del mondo, ha assunto dimensioni tali per cui non può essere soddisfatta in toto dalle rinnovabili. Inoltre la richiesta dei veicoli non è programmabile come quella industriale, e quindi il loro fabbisogno elettrico è difficile da soddisfare con risorse a loro volta incostanti (senza potentissimi sistemi di stoccaggio).

Riprendendo la frase provocatoria con cui si è concluso il capitolo precedente, si può dire che per ogni MW utilizzato da un veicolo elettrico, in un altro luogo, una centrale a fonte fossile sta lavorando per garantirglielo, emettendo conseguentemente in base al proprio combustibile.

Si può citare ora uno degli esempi più lampanti di questo meccanismo di delocalizzazione: il caso dell'Olanda. *Climate Monitor*, tra i tanti, racconta che questo stato ha incentivato così tanto il passaggio da auto classiche ad elettriche che nel 2015 si è trovata ad aprire due centrali a carbone a Rotterdam per fronteggiare il picco della richiesta.

Questi fenomeni fanno comprendere che quando si tratta di meccanismi energetici non ci si può fermare ad analizzare il singolo processo bensì è necessario avere chiaro il ciclo energetico in cui si inseriscono per poter valutare se il risultato finale è effettivamente positivo o meno dal punto di vista ambientale.

Un singolo passaggio dell'intera catena energetica vantaggioso, non rende quest'ultima obbligatoriamente virtuosa nel complesso. Come si è visto può succedere che le conseguenze si verifichino lontano da dove si trova la causa.

5.2 Limiti normativi

C'è qualcosa che si può fare per migliorare la situazione attuale? Per rispondere a questa domanda bisogna individuare innanzitutto i punti deboli del sistema. Questi purtroppo sono molteplici in numero e in natura.

Innanzitutto si può dire che un problema è stato sicuramente la diffusione così rapida di pannelli solari e pale eoliche: questo ha generato un ingente apporto, "improvvisamente" presente in rete. Il mercato elettrico, che si era al contrario sempre basato su una rete di produttori fossili ormai consolidata nel tempo, non era abbastanza flessibile per accoglierle. Questo improvviso nuovo contributo ha destabilizzato così, l'equilibrio tra i player dell'intero sistema.

D'altro canto pensare ad esempio di eliminare la priorità di dispacciamento non sarebbe una soluzione. È già stato ribadito che si tratta di un provvedimento dai propositi più che corretti. Mettere mano al delicato sistema che regola i rapporti tra tutte le figure del mercato elettrico è un'operazione molto difficile. Sicuramente serve fare nuovi interventi, anche a partire dalla politica,

prendere nuove decisioni in ambito energetico che regolamentino meglio una realtà in continua evoluzione.

Un altro forte limite della legislazione attuale è legato alle regole che normano le verifiche sul rispetto dei limiti di emissione degli impianti.

Come è stato spiegato, i dati su cui si sono basati i calcoli condotti in questa Tesi sono stati concessi da Arpa; essa svolge una puntuale funzione di controllo sul territorio regionale e in particolare anche sull'impianto considerato. Dalle sue analisi sulle performance delle centrale, questa risulta assolutamente in regola. Eppure si è visto di quanto siano aumentati i principali agenti inquinanti, almeno fino al 2017.

Entrambe questi aspetti sono possibili contemporaneamente, perché i controlli del rispetto dei limiti di legge sulle emissioni in atmosfera, vengono condotti solo durante il periodo di marcia. Le accensioni e gli spegnimenti invece, che sono i responsabili di una grande quota parte delle emissioni, non sono normati.

È sempre più chiaro che la legge debba colmare alcune lacune in questo campo, per tutelare l'ambiente e le persone che ci vivono. Ovviamente non si vuole banalizzare questo compito che rimane di estrema complessità.

5.3 Proposte per il futuro

Leggendo quanto riporta Terna nelle sue periodiche analisi del quadro energetico nazionale, le conseguenze sulla rete, della profonda penetrazione delle rinnovabili nella rete, sono problemi da tempo noti. Questo anche perché le conseguenze non solo quelle trattate in questo elaborato, bensì ve ne sono molte altre. Una tra tante è il forte aumento delle congestioni sulla rete elettrica nazionale. La causa è sempre legata alle fonti rinnovabili, la cui distribuzione sul territorio è disomogenea e il loro apporto incostante.

Terna individua allo stesso tempo però, anche possibili manovre future, per la risoluzione dei problemi di rete. Di cui di seguito se ne riporteranno le principali:

- **Lo storage**

In un sistema caratterizzato dalla presenza crescente di risorse distribuite ed intermittenti, lo storage è uno strumento essenziale. Nuovi sistemi di stoccaggio andranno ricercati nell'idroelettrico, facendo opere di miglioramento dei siti già esistenti, e nello storage

elettrochimiche, continuando nella ricerca scientifica. Queste misure, se efficienti in larga scala, garantiranno adeguatezza, sicurezza e rapidità di risposta alla rete. Esse infatti possono assorbire energia nelle ore di maggiore produzione rinnovabile, durante l'overgeneration cioè, che verrà poi rilasciata nei momenti di necessità.

Si vuole dedicare un capoverso al pompaggio, che Terna identifica probabilmente come la prima strada da percorrere per migliorare lo status quo. Il gestore della rete italiana si aspetta che nel 2030 gli impianti di pompaggio consentano di rispondere a tutte le esigenze di un sistema con fonti intermittenti al 55%. Come prima mossa in questa direzione viene indicata l'installazione di 5 GW di accumulo idroelettrico al Sud e Centro-Sud dove è più intenso lo sviluppo delle rinnovabili ed è minore la capacità di stoccaggio.

- L'autoconsumo efficiente

Terna suggerisce di superare forme implicite di incentivazione dell'autoconsumo, che non sono controllabili, e passare a quelle esplicite. Con il termine *forme implicite* si intendono le esenzioni dal pagamento degli oneri di sistema e dal pagamento dei costi di rete (costi di trasmissione e distribuzione).

Gli incentivi impliciti comportano un sostanziale aumento degli oneri a carico di chi non autoconsuma. Quindi, al crescere dell'autoconsumo esentato, cresce la propensione ad autoconsumare. Si crea così un circolo vizioso che mette a rischio la sostenibilità dell'attuale struttura tariffaria e contemporaneamente non si ha la certezza di favorire impianti rinnovabili ed efficienti.

Forme esplicite di incentivazione consentirebbero una maggiore selettività nella scelta degli impianti da sostenere ed una controllabilità dei costi per maggiore efficienza.

- Quest'ultima miglioria non riguarda più la rete, ma il funzionamento degli impianti fossili e viene suggerita non più da Terna ma dall'RSE. Gli impianti interessati sono proprio i cicli combinati, in quanto migliori impianti per prestazioni. Le esigenze di flessibilità e velocità di avviamento sono oggi di primaria importanza per i costruttori. I provvedimenti di miglioramento tecnologico principali sono tre: ottimizzare gli spegnimenti, ottimizzare le accensioni e automatizzare le manovre.

Nel primo caso si tratta di introdurre sistemi atti alla limitazione del raffreddamento dopo il fermo, in modo da minimizzare la dispersione termica.

Nel secondo caso invece, di disaccoppiare l'avviamento della turbina a gas da quella a vapore, che vengono normalmente condotte in modo consequenziale e al contrario eseguirle in parallelo. Di seguito l'illustrazione delle conseguenze del passaggio dalla prima alla seconda metodologia.

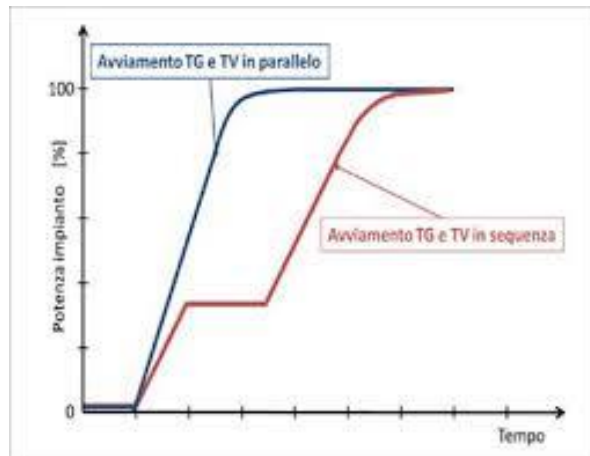


Figura 26: curva di avviamento TG e TV in parallelo e in sequenza

Nell'ultimo caso infine, l'automatizzazione incrementa l'affidabilità e incrementa la prospettiva di vita del macchinario (corpi cilindrici, turbina a vapore, ...).

Si vuole infine aggiungere alle direzioni indicate dall'RSE e dal GSE un'ultima considerazione. Come si è visto, il raffreddamento dell'impianto dopo la sua cessazione di marcia è uno degli elementi su cui concentrarsi per migliorarne la flessibilità e le prestazioni emissive. A questo scopo sarebbe utile proseguire sulla strada dei generatori di vapore once-trough, allontanandosi cioè dalla classica geometria dei corpi cilindrici.

5.4 Considerazioni conclusive

Si è giunti al termine dell'elaborato. Partendo dal quadro globale energetico se ne è approfondito un dettaglio; un paradosso per cui le risorse rinnovabili portano alla generazione, indiretta, di inquinanti. Si ribadisce un'ultima volta che si tratta di un'ipotesi che ha trovato conferma nel caso specifico della centrale in esame, non in modo assoluto.

Si spera di aver destato l'interesse dei lettori e di aver dimostrato la complessità dei processi energetici, che vanno osservati nella loro interezza per comprenderne la virtuosità (o meno).

Si sono infine presentate brevemente le strade che i grandi organi di analisi energetica indicano come preferenziali per migliorare i rapporti tra i player del mercato elettrico.

In conclusione si ringrazia Arpae-Emilia Romagna per aver permesso la fruizione dei dati e il Professor Bianchi per aver guidato l'evoluzione di questo elaborato in una disciplina così complessa.

6 BIBLIOGRAFIA

Bibliografia

“Sistemi energetici”, Bianchi Melino Peretto

“Il riscaldamento urbano” anno XXXI - n. 26, AIRU (Associazione italiana riscaldamento urbano)

Sitografia

www.arpae.it

www.isprambiente.gov.it

www.nasa.gov

www.terna.it

www2.rse-web.it

www.gse.it

large.stanford.edu

www.caiso.com

www.a2aenergia.eu

www.energiaoltre.it

www.capgemini.com

www.energycentral.com

www.greentechmedia.com

www.anteritalia.org

www.emasclub.it

va.minambiente.it

www.climatemonitor.it